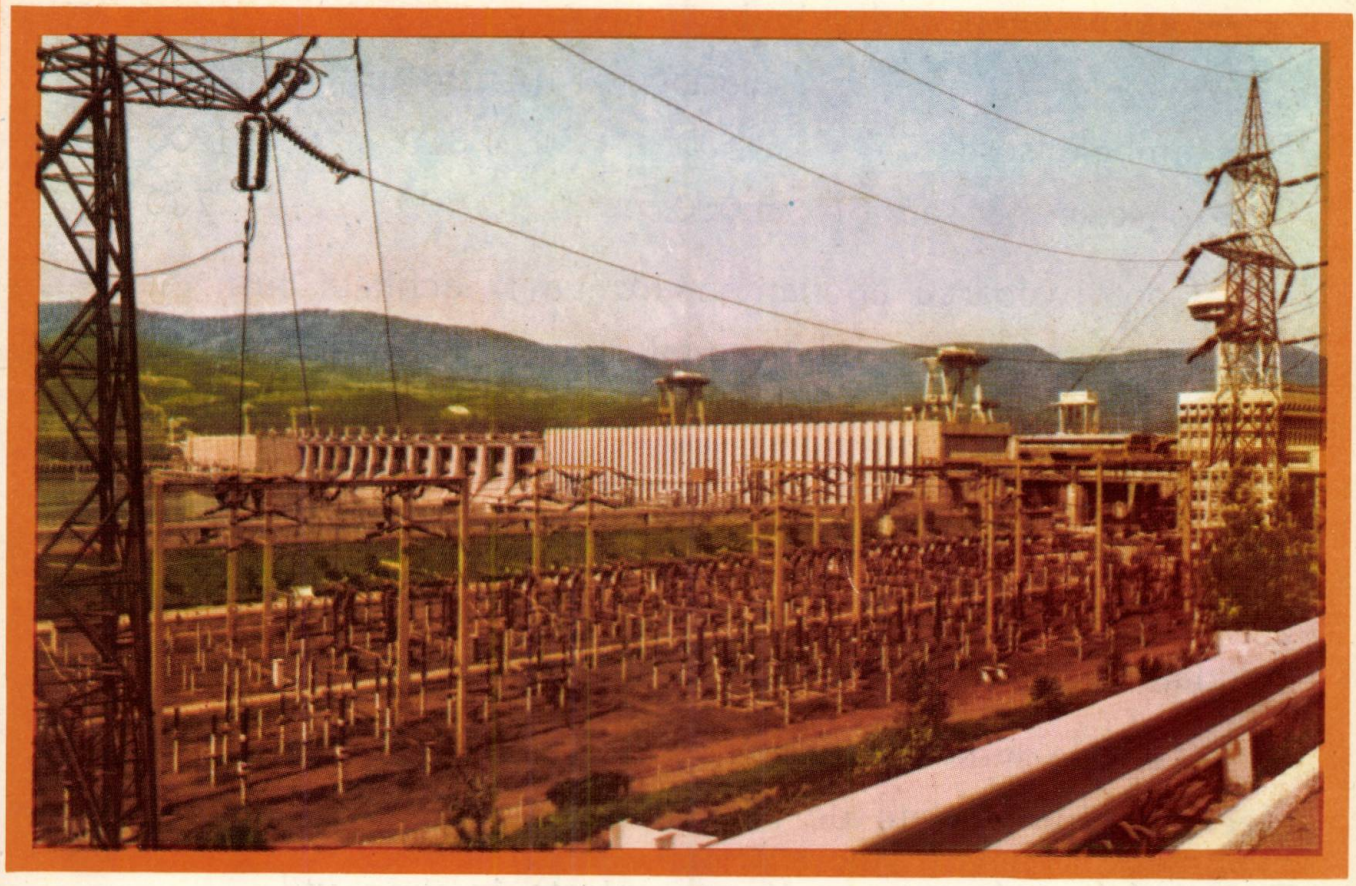
E 2039/A

ANUL
42

energetica

seria B



1

ianuarie – februarie 1994

ANUNȚ

În anul 1994 prețul abonamentelor la revista ENERGETICA va fi diferențiat pe categorii de abonați, astfel:

— abonamente întreprinderi și instituții, seriile A și B (12 numere/an) 19.200 lei

— abonamente individuale:

	salariați	pensionari	studenți*
• ambele serii	9 600	4 800	1200
• o serie (A sau B)	5 000	2 500	700

Contravaloarea abonamentelor va fi achitată prin dispoziție de plată sau mandat poștal în contul ICEMENERG nr. 30.11.8.01.01 — BCR, filiala sector 3, București, cu mențiunea *„Pentru revista ENERGETICA"*, urmînd ca redacției să i se comunice numărul de abonamente solicitate, seria dorită, adresa exactă a abonatului, precum nr. și data dispoziției de plată sau mandatului poștal cu care s-a(s-au) achitat abonamentul(ele).

Tarifele indicate mai sus sînt valabile pentru comenzile efectuate pînă la data de 31 martie 1994.

Eventualele indexări vor fi comunicate în timp util.

---

* Studenții se pot abona pe bază de liste colective, trimise prin rectoratele și decanatele de care aparțin, cu un tarif preferențial.

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 42 | NR. 1, SERIA B | IANUARIE–FEBRUARIE 1994

INFORMÁCIÓS KÖNYVTÁR 1993 OSZTÁLYOZÓ ES MOSZÁNI

Revista ENERGETICA a fost înființată în anul 1953, continuînd tradiția vechilor publicații inginerești care au avut preocupări în domeniul energiei, ca de exemplu:

— Diaru pentru vulgarizarea științeloru naturale și fizice (1870–1882);

— Buletinul Societății Politehnice (1887–1944);

— Buletinul Asociației Generale a Inginerilor din România — AGIR (1919–1946);

— Energia, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);

— Buletinul Asociației Producătorilor și Distribuitorilor de Energie Electrică — APDE (1932–1944);

— Buletinul Institutului Român de Energie — IRE (1933–1944).

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparțin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parțială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacție. Sînt autorizate numai citările destinate lucrărilor științifice și volumelor în care acestea sînt inserate.

Revista apare alternativ în două serii:
— seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;
— seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, stațiilor electrice, ale liniilor de transport și distribuție a energiei electrice, sisteme electroenergetice etc.

CUPRINS

EDITORIAL

JEAN CONSTANTINESCU: DSM (Demand Side Management) și planificarea integrată a resurselor Societății de Electricitate 3–5

CONDUCEREA ȘI AUTOMATICA SISTEMULUI ENERGETIC

DUMITRU IVAS, FLORIN MUNTEANU: Funcțiunile unui sistem expert în centrele de conducere ale rețelelor electrice și arhitecturi ce pot prelua aceste funcțiuni 6–11

TEODOR MICLESCU, MARIUS POMÂRLEANU, GABRIEL BAZACLIU, LIA BEJUSCU, VIRGIL DUMBRAVĂ: Este posibilă o programare optimă a funcționării SEN? 12–19

REȚELE ELECTRICE

DUMITRU CEZAR IONESCU, CRISTINA ZAHALCA: Formalizarea cunoștințelor pentru generarea automată a stărilor și tranzițiilor pentru analizele de fiabilitate ale stațiilor electrice 20–28

NICOLAE BOGOEVICI, DUMITRU TOADER: Introducerea fazorilor de nesimetrie în analiza rețelelor electrice trifazate nesimetrice și dezechilibrate 29–34

ENERGETICA ÎN UNITĂȚI ECONOMICE

CONSTANTIN ION: Balizarea interferențială 35–48

ISTORIA ENERGETICII

CONSTANTIN DINCULESCU: Stîlpi pentru liniile electrice aeriene 34

ROMULUS SFICHI: Aspecte ale primelor începuturi de învățămînt superior electrotehnic și electroenergetic în Moldova 41–43

NICOLAE DIACONESCU: Din istoria radiofoniei românești. 65 de ani de la prima transmisie radiofonică oficială românească 44–47

DIN ENERGETICA MONDIALĂ 11

SORIN MUNTEANU: Hydro-Quebec — rezultate deosebite prin aplicarea programului de eficiență energetică 38–40

DE PERSONIS

Profesorul Plautius Andronescu — un secol de la moarte 48–49

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.
Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr. 8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone: +(401)322.06.92; +(401)321.69.66/251
Fax: +(401)3211010
Telex: 10783

COLEGIUL DE REDACŢIE

BIROUL DE REDACŢIE : dr. ing. Eugeniu PAVEL — preşedinte, redactor-şef ; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU — redactor-şef adjunct ; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU — redactor-şef adjunct ; ing. Vasile RUGINĂ — secretar de redacţie ; ing. Gabriel POPESCU — reprezentant RENEL ; ing. Ion CONECINI ; ing. Vladimir CONSTANTINESCU ; prof. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Nicolae NICULESCU ; ing. Mihai NICOLAU — reprezentant ICEMENERG ; dr. ing. Ioan GANEA.

MEMBRI : dr. ing. Florin ALEXE ; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI ; conf. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI ; ing. Paul CARTIANU ; ing. Mircea CÂRDU ; ing. Marian CIOCĂNESCU ; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU ; dr. ing. Mihai CONSTANTINESCU ; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ ; ing. Alexandru FLORESCU ; dr. ing. Laurenţiu GOIA ; dr. ing. Dan GOLICIU ; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; ing. Viorel GRIGORIU ; prof. dr. ing. Dumitru IVAS ; prof. dr. ing. Aureliu LECA ; dr. ing. Gheorghe LUCA ; dr. ing. Magdalena MATEI ; dr. ing. Cornel MOŢIU ; prof. dr. ing. Costin MOŢIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA ; prof. dr. ing. Viorel NEGRU ; ing. Gheorghe NEGUŢ ; conf. dr. ing. Valeriu NISTREANU ; ing. Cornel PÂSLARU ; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU ; prof. dr. ing. Florin POP ; dr. ing. Teodor POPA ; dr. ing. Anca POPESCU ; ing. Constantin POPESCU ; dr. ing. Miron POPESCU ; ing. Costin POPESCU ; ing. Dan RACOVIŢAN ; ing. Gabriel ROMAŞCU ; dr. ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN ; ing. Mihai SĂNDULEAC ; dr. ing. Cristian TOTOLO ; ing. Anton VLĂDESCU ; ing. Dinu VOINEA

Redactor : Ana Maria CHIVU

Redacţia şi administraţia :
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr. 8, sect. 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon : +(401)322 06 92 ; +(401)321 69 66/251
Telex : 10783 ; Fax : +(401)321 10 10

Coperta I — Porţile de Fier I — Staţia de transformare

S. C. „UNIVERSUL" S. A. — c. 1020

EDITORIAL

DSM și planificarea integrată a resurselor societății de electricitate

Introducere

Critica organizării societăților de electricitate pe bază națională se extinde în cele mai multe țări din lume, căpătînd accente mai puternice în țările avansate. Se are în vedere în primul rînd distrugerea monopolului, fie el și „natural". Centralismul marilor sisteme a ajuns să fie comparat cu totalitarismul : o idee interesantă la început, după care urmează dezastrul. Se contează pe costuri specifice reduse, dar de fapt se obține contrariul. Proiectele de mari dimensiuni impun prognoze pe mulți ani, iar apoi acestea se dovedesc supraestimate. Asigurarea siguranței în funcționare, cu deosebire a rețelei, solicită măsuri speciale, costisitoare. La ordinea zilei sînt conceptele de piață liberă, accesul terților la rețelele de transport și distribuție, transparența prețurilor, libera alegere a furnizorului de către consumatorii de energie.

In ultimul timp, avantajele teoriilor tarifare axate pe costurile marginale sînt bine verificate. Tarifele inovative în asociere cu noile sisteme de comunicație și de gestiune distribuite la clienți, pot îmbunătăți esențial eficiența societăților de electricitate.

Pretutindeni cîștigă teren reglementările care transferă anumite costuri societale, determinate în special de efectele poluării asupra prețului energiei. Noul concept de „internalizare a externalităților" implică aplicarea de taxe asupra producătorilor de emisii poluante, pentru fiecare kilowatt-oră distribuit consumatorilor, diferențiat în funcție de resursele și tehnologiile utilizate la generare (cărbune, hidrocarburi, tehnologii convenționale, tehnologii „curate" etc.).

Societățile de electricitate (SE) au fost confruntate încă din anii 1970 cu necesitatea conservării energiei, ca un răspuns la creșterile rapide ale prețului combustibililor și ale investițiilor în instalațiile energetice. Neîndrăznind să-și „taie" din vînzări, la început se limitau la programe pasive, cel mai adesea campanii de publicitate în favoarea unor măsuri de economisire a energiei. În deceniul opt, s-a trecut la programe active de creștere a eficienței utilizării energiei, în special sub presiunea noilor reglementări. Așa-numitul „management al energiei la utilizator" (DSM, demand-side management), spre deosebire de acela la furnizor (supply-side), a devenit repede o componentă viabilă de planificare a resurselor.

1. Eficiența utilizării energiei

Pentru SE investițiile la clienții proprii în scopul creșterii eficienței utilizării energiei se pot dovedi mai profitabile decît investițiile în noi capacități de producere și mai sigure sub aspectul recuperării banilor. Pacific Gas and Electric a declarat public [4] că se așteaptă să asigure 3/4 din creșterea de sarcină pînă în anul 2000, investind la consumatori 2 mld. USD, iar Consolidated Edison, o societate relativ mică, va investi 4,1 mld. USD pînă în anul 2008.

Societățile de electricitate au înțeles că reducerea costurilor electricității se poate obține atît prin modernizarea capacităților proprii, cît și prin ameliorarea serviciilor pe care le asigură energia. De fapt, consumatorul plătește nu kilowatt-ore, ci lumina, căldura, lucrul mecanic etc. Dacă furnizorul de energie reușește să satisfacă aceste servicii cu mai puțină energie, evident că utilizatorul va obține un profit net.

Mai greu de înțeles au fost avantajele care pot rezulta pentru ceilalți actori ai pieței energiei — furnizorul și distribuitorul — obligați să asigure în orice moment energia solicitată.

Societățile de electricitate sînt supuse unui control financiar sever, fie direct de către guverne, fie de organisme abilitate de acestea. Pentru serviciul public pe care-l asigură, marja de profit permisă este de regulă mică (circa 1%), iar profitul trebuie să rezulte numai din acele costuri asupra cărora societatea are deplin control, deci nu din acțiuni cu caracter speculativ.

Puse în situația de a asigura întreaga energie cerută, după grafice de consum aleatorii, în condițiile unor prețuri de investiții din ce în ce mai înalte, societăților li se oferă șansa programelor DSM. Investițiile în această direcție nu întîmpină limitări la marja profitului, guvernul și organizațiile financiare internaționale le încurajează prin facilități fiscale, iar energia care se acoperă în balanța producție-consum este pe deplin „curată". Între furnizor și consumator se instituie o relație de parteneriat. În plus, pentru economiile care se confruntă cu dificultăți în asigurarea valutei, scad presiunile determinate de importul de combustibili.

Ca orice activitate investițională, eficiența DSM trebuie să rezulte din relația „beneficii-cheltuieli". Primul aspect a fost comentat mai sus. Cheltuielile includ costul programelor DSM, adică publicitatea, administrarea, unele subsidii pe care le acordă societatea de electricitate și, în special, unele pierderi de venituri. În acest capitol al cheltuielilor se află cheia rezolvării întregii probleme.

Pe plan internațional, reglementările — aplicate deja sau în curs de adaptare — impun formule de calcul al prețurilor energiei care „decuplează" profitul societății de volumul vînzărilor [5].

Managementul energiei la utilizator (DSM sau MEU în românește) depinde, deci, de sistemul de tarife pentru energie, el însuși sub controlul autorităților. Formulele de control al prețurilor și tarifele, dacă sînt flexibile, „de timp real", adică bazate pe condițiile reale ale sistemului la momentul furnizării energiei, constituie suplimentul necesar pentru ca societatea de electricitate să aplice programe DSM. Profitul crește chiar dacă nivelul general al vînzărilor stagnează.

Stimularea tuturor actorilor prin tarife adecvate face posibilă adoptarea deciziilor investiționale pe baza planificării integrate a resurselor.

2. Planificarea integrată a resurselor

Planificarea integrată a resurselor (IRP — Integrated Resource Planning) sau planificarea cu costuri minime (LCP — Least Cost Planning) reprezintă un ansamblu de reglementări strategice și de practici ale SE, care determină aceste societăți să facă evaluări aprofundate asupra tuturor opțiunilor disponibile de resurse pentru a asigura cererea consumatorilor la cel mai mic cost [6].

La stabilirea strategiei optime de dezvoltare programele DSM sînt considerate, de asemenea, opțiuni de resurse, avînd asociate propriile beneficii și cheltuieli. Sînt avute în vedere costurile convenționale, asigurarea cu combustibili, efectele de curbă de sarcină, siguranța alimentării cu energie, impactul asupra mediului. Pe această bază fiecare SE întocmește periodic un plan de resurse DSM, care deserie în detaliu obiectivele, costurile, beneficiile și impactul asupra consumatorilor.

De notat este faptul că LCP, deși larg acceptată, nu este singura modalitate pentru asigurarea cererilor de energie în viitor, în condiții de eficiență. Unele societăți de electricitate din SUA, de exemplu cele din statul New York, aplică așa-numita procedură a licitațiilor (competitive bidding procedure) pentru selectarea (achiziționarea) resurselor de tip „producere" sau de tip „cerere".

La pregătirea planului de resurse DSM analiza trebuie începută cu prognoze ale consumului și, de asemenea, ale tehnicilor de ameliorare a eficienței utilizării energiei. Nu se recomandă metodele econometrice, ci separat, pe fiecare categorie de receptoare de energie, va fi identificat potențialul de economisire prin soluții tehnologice, incluzîndu-se și o cercetare a tendințelor în respectivele servicii.

Opțiunile se vor analiza și în raport cu gradul de participare la finanțare din partea consumatorului. Profitul obținut din reducerile la factura energiei va fi împărțit între consumatori și societățile de electricitate, în raport cu ponderea resurselor alocate de fiecare.

Societățile de electricitate constituie cel mai indicat participant extern la o acțiune DSM pentru că (a) se află într-o relație specială cu consumatorul și (b) alternativele „producere-cerere" intră astfel în competiție directă în cursă pentru cel mai mic cost al energiei.

3. Exemple

Un studiu care a dus la rezultate deosebit de concludente a fost întocmit pentru Suedia [1]. Criteriul față de care s-a raportat optimizarea a fost valoarea actualizată a costului sistemului producere-transport-distribuție-utilizare a energiei (investiții, funcționare, mentenanță). S-a ales o perioadă de studiu de 25 ani și următoarele ipoteze de bază :

a) menținerea situației din anul 1990 ;

b) o situație nouă în care este necesar un supliment de putere de 4300 MW, fie ca urmare a opririi a patru grupuri nucleare, fie ca urmare a creșterii sarcinii.

În ambele situații s-au analizat efectele DSM și ale taxelor de mediu ambiant (TMA).

Au rezultat în esență următoarele concluzii :

— DSM reduce costurile sistemului chiar și în situația actuală. Valoarea economică a DSM este de circa 1 mld. USD ;

— În situația b) aportul DSM este cu mult mai mare : 10 mld. USD și, respectiv, 7 mld. USD, după cum intervine sau nu TMA.

Marea companie American Electric Power a analizat impactul unui sistem de management al energiei sectorial la consumatori rezidențiali (Home Network).

Sistemul POWERVIEW al firmei Entergy [2], pentru comunicații și control la astfel de clienți, asigură diminuarea consumului maxim individual cu 1,8 kW/locuință — vara și cu 4,5 kW/locuință — iarna, a facturilor anuale în medie cu 13%,a costurilor de citire a contoarelor cu 12 USD/locuință și a costurilor de intervenție (manuală) pentru conectări/deconectări cu 30 USD/locuință, a vîrfului de sarcină a sistemului cu 882 MW (6%).

Beneficiul DSM devine credibil pentru furnizor dacă aceste acțiuni se tratează după regulile de bază ale investițiilor, adică măsurarea precisă a costurilor și rezultatele efective, implicarea deplină în cadrul resurselor de planificare. Pentru reducerea șanselor de insucces este esențial controlul direct al desfășurării acțiunii de către societatea furnizoare de energie.

De exemplu, în cazul reabilitării echipamentului unei construcții, societatea de electricitate va sponsoriza auditul pe baza căruia vor fi identificate : caracteristicile clădirii și sistemelor aferente ; măsurile de conservare ; programul de măsurători. Va fi acordată o atenție deosebită metodologiei de analiză a datelor și de calcul al economiilor.

Concluzii

În economiile avansate reglementările cer, în general, ca societățile de electricitate să compare, pe bază echivalentă, costurile și beneficiile DSM cu acelea ale facilităților tradiționale de producere, transport și distribuție a energiei electrice și, pe această bază, să-și elaboreze strategia de dezvoltare.

Investițiile directe la consumatori prezintă interes pentru RENEL chiar și în această etapă. Acestea pot determina reduceri în costul energiei (aplatisarea curbei de sarcină zilnică, scăderea contribuției centralelor care produc cu costuri ridicate, evitarea opririlor de week-end) și reduceri în factura în valută, pentru combustibilul importat. Totodată, prin aceste investiții se pot promova tehnologii „electrice" de înaltă eficiență, care să substituie unele tehnologii tradiționale bazate pe utilizarea directă a combustibililor.

În viitorul apropiat taxele pe emisiile poluante vor face și mai atractive opțiunile DSM în țara noastră.

Este necesară o apropiere a furnizorului de consumator, cunoașterea de către primul a modului de utilizare a energiei pentru identificarea locurilor în care investițiile sale au eficiență maximă.

Sînt necesare de urgență : (a) reglementări noi, moderne privind controlul prețului energiei, care să permită „decuplarea" profitului de volumul de vînzări ; (b) clarificarea statutului RENEL în ceea ce privește participarea la acțiunile DSM și (c) un studiu aprofundat de pre-evaluare a potențialului DSM.

Pentru clarificarea aspectelor tehnice, financiare și de procedură, înainte de lansarea în acțiuni DSM pe scară largă, trebuie susținute adecvat proiectele în curs (PETROBZARI SA și PETROTEL SA). Acestea sînt axate pe introducerea acționărilor electrice cu turație varabilă, a sistemelor de gestiune a energiei la consumatori și a recompresiei mecanice a vaporilor (utilizarea electrocompresoarelor în locul cazanelor de abur).

La elaborarea strategiei de dezvoltare a RENEL va trebui aplicată o procedură de planificare cu costuri minime, care să includă și opțiunile DSM.

Redactor-șef adjunct
dr. ing. JEAN CONSTANTINESCU

Funcţiunile unui sistem expert în centrele de conducere ale reţelelor electrice şi arhitecturi ce pot prelua aceste funcţiuni

Prof. dr. ing. DUMITRU IVAS,
ş.l. ing. FLORIN MUNTEANU *

În lucrare se prezintă o sistematizare a funcţiunilor pe care un sistem expert le poate prelua într-un centru de comandă al unei reţele electrice de distribuţie şi a arhitecturilor prin care acest sistem expert poate fi implementat în structura acestui centru de comandă.

Se evidenţiază, de asemenea, căile prin care pot fi realizate funcţiunile sistemului expert şi se exemplifică unele din acestea prin algoritmi sau arbori de inferenţă.

The paper presents a systematization of the functions that an expert system can take over in a control station of an electric distribution network and of architectures by means of which, this expert system can be implemented in the structure of this control station. The ways by which the expert system function can be achieved, are pointed out, and some of them are illustrated by algorythms or inference trees.

Descriptori: sisteme expert, dispecer electromagnetic

1. De ce sisteme expert la conducerea reţelelor electrice?

Sistemele expert (SE) sînt astăzi „la zi" în toate domeniile în care se cer rezolvate probleme complexe: tehnică, economie şi chiar politică, probleme ce nu pot fi rezolvate prin metode bazate numai pe algoritmi liniari, ci folosind ştiinţa rezolvării problemelor dintr-un anumit domeniu cu ajutorul unei „baze de cunoştinţe" rezultată din experienţe anterioare, identice sau asemănătoare. Această bază de cunoştinţe se întocmeşte iniţial şi se actualizează şi restructurează continuu prin intervenţia experţilor umani sau chiar în mod automat, printr-un proces de autoinstruire.

În domeniul conducerii reţelelor electrice există probleme care reclamă, prin complexitate şi prin viteza cu care este cerut răspunsul de la operatorul uman sau dispecer, găsirea unor mijloace de a sprijini corectitudinea şi viteza de reacţie a acestuia.

În plus, centrele de conducere ale reţelelor electrice (CCR) sînt beneficiare prioritare ale introducerii tehnicii de calcul sub forma unei interfeţe dispecer-reţea, interfaţă care devine şi mai eficientă în situaţia în care include şi un SE.

S-ar putea spune că SE este o extindere în interiorul sistemelor de conducere clasice, bazată pe inteligenţa artificială şi care facilitează creşterea performanţelor acestor sisteme.

Chiar dacă pînă acum rezultatele, mai ales în ceea ce priveşte introducerea în practica de exploatare industrială, nu sînt spectaculoase, există premise, mai ales datorită dezvoltării părţii hardware (PC-uri performante, staţii de lucru etc.), precum şi numărului mare de proiecte şi aplicaţii în curs, pentru dezvoltări rapide.

2. Funcţiunile unui SE în cadrul unui CCR

Aceste funcţiuni sînt, de fapt, cele ale centrului de conducere, SE permiţînd realizarea lor la un nivel pe care soluţiile clasice nu-l pot asigura.

În momentul de faţă există în lume multe colective care lucrează la proiecte de anverguri diferite. În [4] sînt prezentate 90 de astfel de proiecte. Cele mai frecvente funcţiuni ale SE, studiate pentru a fi preluate în CCR, sînt următoarele:

A. Supravegherea reţelei (monitorizarea) cu: a1) diagnoza defectelor; a2) prelucrarea semnalizărilor (alarmelor); a3) evaluarea contingentelor.

* Institutul Politehnic Iaşi, Facultatea de Electrotehnică, Catedra de Energetică.

B. Planificarea funcționării cu : b1) organizarea mentenanțelor, optimizări după diverse criterii ; b2) prognoza și managementul sarcinii ; b3) inviolabilitatea limitelor admise ale puterilor de scurtcircuit, tensiunilor etc.

C. Ghid (asistent) operator în : c1) regim normal ; c2) regim de avarie ; c3) regim de restaurare a rețelei după avarii, mentenanțe, reparații, perturbații etc. ; c3) regimuri critice.

D. Analiza stării rețelei în regim on-line, stare care poate fi : d1) statică, analizîndu-se circulațiile de puteri, se estimează stări posibile etc. ; d2) dinamică, analizîndu-se stabilitatea sarcinii etc.

E. Alte funcțiuni : e1) instruire ; e2) simulare, eventual pentru validarea unor expertize complexe.

2.1. Supravegherea rețelei (monitorizarea)

Dintre componentele acestei funcții, cea mai frecventă este procesarea semnalizărilor (alarmelor) sub forma unui „filtru inteligent de alarme" care analizează exhaustiv semnalele și transmite la nivelul superior numai pe cele relevante, eventual sub forma sintetizată. Analiza este precedată de o pregătire a semnalelor care presupune operații de normare și validare.

Semnalul se referă la un eveniment produs în rețea și conține : 1) momentul producerii care poate fi conținut în mesaj sau poate fi introdus în momentul primirii mesajului ; 2) adresa : stația, instalația de distribuție, celula de unde vine semnalul ; 3) elementul care emite semnalul : releu, întrerupător etc. ; 4) efectul : de exemplu, „pornit instalația", „declanșat prin protecție" instantaneu sau temporizat ; 5) fază defectă, cu sau fără punere la pămînt, localizată, de exemplu, de protecția de distanță.

Toate aceste semnale sînt codificate și transmise sub formă minimizată. Astfel, mesajul „Pornit fără declanșare protecția de distanță din stația X de 110 kV, celula Y, pe fazele R—S—T, data 7.02.92, ora 16.08.26.22, revenire după 00.00.76 secunde" poate apărea ca :

7/16.08.26.22 X 110 Y dist. por. RST

7/16.08.26.98 X 110 Y dist. opr. 00.00.76

Alarmele recepționate după normare-validare sînt introduse în memoria CCR și a SE pentru a fi folosite la nivelul de prioritate corespunzător, prelucrate superior pentru a fi afișate la consola operatorului sub formă sintetică. Timpii de reacție obținuți sînt 0,5—1s [2], valori comparabile cu cele ale operatorilor umani.

Procesarea alarmelor este una din funcțiile implementate deja cu succes în SE existente, atingînd, și depășind chiar, performanțele operatorilor umani.

Pe baza procesării alarmelor se poate realiza următoarea funcțiune legată de supravegherea rețelei, „diagnoza defectelor", care poate avea la bază următoarele principii : 1) relevanța succesiunii evenimentelor ; 2) simularea succesiunilor posibile corespunzătoare unui eveniment dat.

Conform primului principiu, aplicat „post-mortem", se analizează succesiunea înregistrării avariilor și, din baza de cunoștințe, se extrag reguli din care rezultă tipul și locul defectului care a declanșat alarmele. Dezavantajele acestui principiu constau în faptul că analiza începe după derularea alarmelor, iar acestea se acceptă ca atare, fără testări.

Conform celui de-al doilea principiu, simulatorul sistemului expert, care conține toate datele rețelei, după prima alarmă derulează ipoteze privind defectele posibile, ipoteze care sînt analizate pe simulator și confirmate sau excluse de următoarele alarme. Avantajul constă în faptul că în diagnosticarea defectelor, o ipoteză privind condițiile defectului este pregătită din monitorizarea informației și verificată via simulator. Dacă rezultatele simulării coincid cu cele din monitorizarea informației, ipoteza este judecată ca soluție a diagnosticării defectului.

Timpii de reacție rezultați din testări practice pentru localizarea defectelor sînt sub 15 secunde.

2.2. Planificarea funcționării rețelei

În general, această funcție poate fi realizată folosind elementele clasice ale unui CCR. Introducerea unui SE facilitează îndeplinirea funcțiunilor amintite la pct. B la un nivel de eficiență mai ridicat. În figura 1 se prezintă structurile și funcțiunile unui astfel de SE.

Structura rețelei poate fi reprezentată într-un astfel de sistem sub o formă abstractizată, de exemplu o matrice noduri-laturi cu elemente care să conțină parametrii laturilor formate din linii, transformatoare, generatoare, bobine de reactanță etc.

Menținerea sub un anumit nivel a curenților de scurtcircuit dintr-o rețea buclată este o funcțiune specifică SE și necesită folosirea la un nivel înalt a mecanismelor unui astfel de sistem. CCR clasice conțin deja elementele necesare evaluării stărilor reale și simulate ale rețelei. Stările cu curenți mari de scurtcircuit, care pot apărea în rețelele strîns buclate din sistemele mari, este bine să fie evitate prin măsuri preventive, dintre care cele mai uzuale sînt cele de reducere a gradului de buclare, lucru care se poate realiza doar parțial, deoarece prin debuclare se reduce siguranța în alimentare, cresc variațiile de tensiune cu sarcina și pierderile.

Măsurile cele mai raționale nu pot rezulta doar prin aplicarea unei metode de calcul existente. Un SE poate realiza acest lucru prin

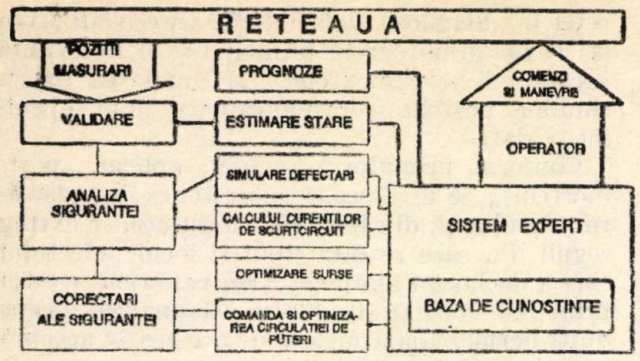


Fig. 1. Funcțiuni ale sistemelor expert în cadrul centrelor de conducere a rețelelor electrice.

aceste cazuri sînt concepute încă izolat [3]. Cuplarea lor la un CCR pentru folosirea datelor și programelor existente este sintetizată doar sub formă de prototip. Aceasta va constitui un pas foarte util, deoarece avariile grave sînt evenimente rare în fața cărora operatorii sînt mai puțin rutinați, dar trebuie să acționeze rapid.

Un SE destinat unei astfel de funcții poate aduna experiența și cunoștințele mai multor operatori umani experți împreună cu rezultatele unor calcule numerice, ale unor algoritmi de căutare și ale unor metode euristice și să le pună la dispoziția operatorului într-o formă cît mai clară.

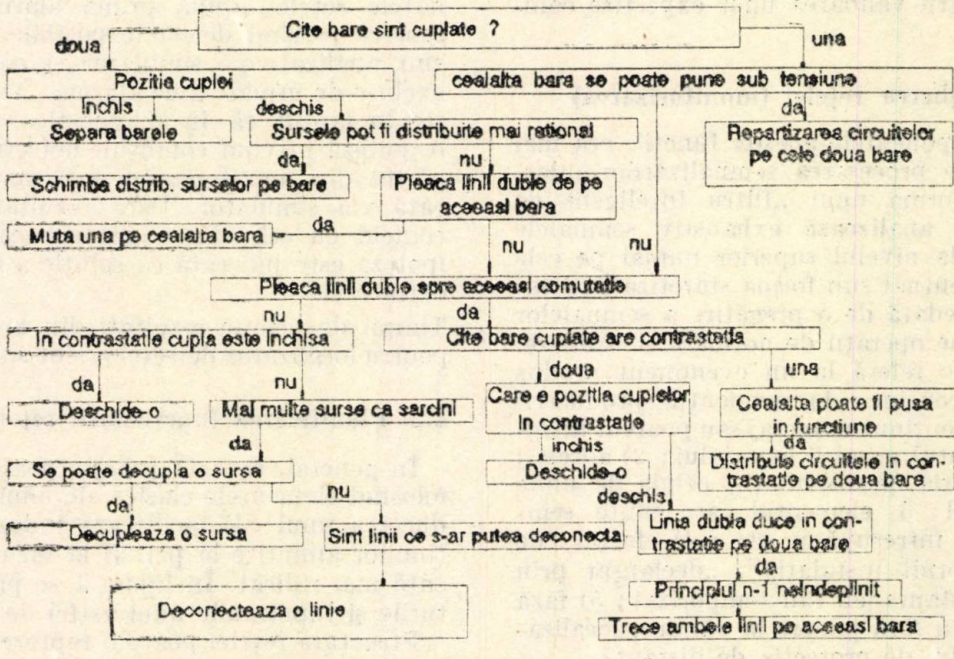


Fig. 2. Arborele de interferență al sistemelor expert pentru validarea manevrelor.

reguli și metareguli elaborate de experți umani cu multă experiență, preluînd de la aceștia strategii și raționamente.

Algoritmii pentru calculul curenților de scurtcircuit pot fi totuși folosiți la validarea manevrelor recomandate de SE al cărui avantaj principal este că oferă soluții de rezolvare și în cazuri echivoce sau imprevizibile.

În figura 2 se prezintă, sub forma unui algoritm arborescent, un mod de rezolvare a unei astfel de probleme.

2.3. Funcția de ghid operator

Cunoscută și sub numele de controlul comenzilor om-mașină asupra procesului, această funcție are diferite particularități dependente de regimul de funcționare al rețelei : avarie, post-avarie etc. Un exemplu concludent în acest sens este reprezentat de restaurarea unei rețele după avarie. Soluțiile existente pentru

Funcționarea unui astfel de SE, realizat deja, se bazează pe următorul algoritm : 1) identificarea stării de avarie a rețelelor care folosește simptomele relevante din semnalele care vin din rețea ; 2) pe baza semnalelor se verifică în detaliu tipul de avarie ; 3) se apelează la o altă submulțime de reguli din care să rezulte manevrele necesare refacerii rețelei. Acestea apar sub formă de recomandări pe ecranul grafic, alături de schema operativă, recomandări care pot fi acceptate sau cerute pentru reconfirmare de către operator. Rezultă astfel un dialog natural cu operatorul, care poate fi realizat și mai transparent dacă se folosește un limbaj corespunzător.

Informațiile necesare unui astfel de SE se pot împărți în cinci clase : 1) starea echipamentului care poate fi obținută din banca de date a CCR, din semnalizările și măsurările protocolate aici ; 2) semnale sintetice rezultate din prelucrarea mai multor semnalizări și măsuri

referitoare la un echipament, inclusiv semnalizarea funcționării protecției. Acestea corespund „modului de gîndire" a unui SE ; 3) evaluarea stării generale a rețelei (separări, insularizări), care poate fi obținută din rularea unor programe specifice de evaluare a topologiei ; 4) valori absolute și gradiente de evoluție a unor mărimi caracteristice stărilor rețelei pentru un anumit nivel (tensiuni, frecvențe etc.). Aceste valori nu se găsesc curent în baza de date, dar pot fi obținute printr-o interfață corespunzătoare între CCR și SE ; 5) starea și evoluția rețelelor vecine.

Pentru mărirea eficienței la nivel de SE, se operează cu semnale sintetice din cea de-a doua categorie și cu elemente de rețea complexe (elementul primar împreună cu toată tehnica secundară aferentă) și numai cînd este necesar se apelează la elemente din prima categorie. Aceste date globale vor fi introduse într-o zonă de reprezentare diferite. Folosirea de descriptori unici închide drumul spre gramatica transformativă. O transformare automată a descriptorilor prin text este dificil de realizat și limitatoare. Problema aceasta a fost rezolvată astfel : 1) variabilelor logice (faptelor), în SE, li se asociază o trinitate formată din construcția text în limbaj natural, descriptorul din banca de date în limbaj conversațional, precum și criteriul de validare a răspunsului băncii de date ; 2) la încercarea unei reguli, SE încarcă aceste trei forme în ordinea dată, folosind forma următoare dacă prima nu dă rezultate ; 3) dacă în dialog apare valoarea „nu știu", se încearcă obținerea ei prin dialog cu operatorul printr-o întrebare pe ecran. Astfel de întrebări sînt folosite și în cazuri cînd este evident că banca de date nu poate da un răspuns.

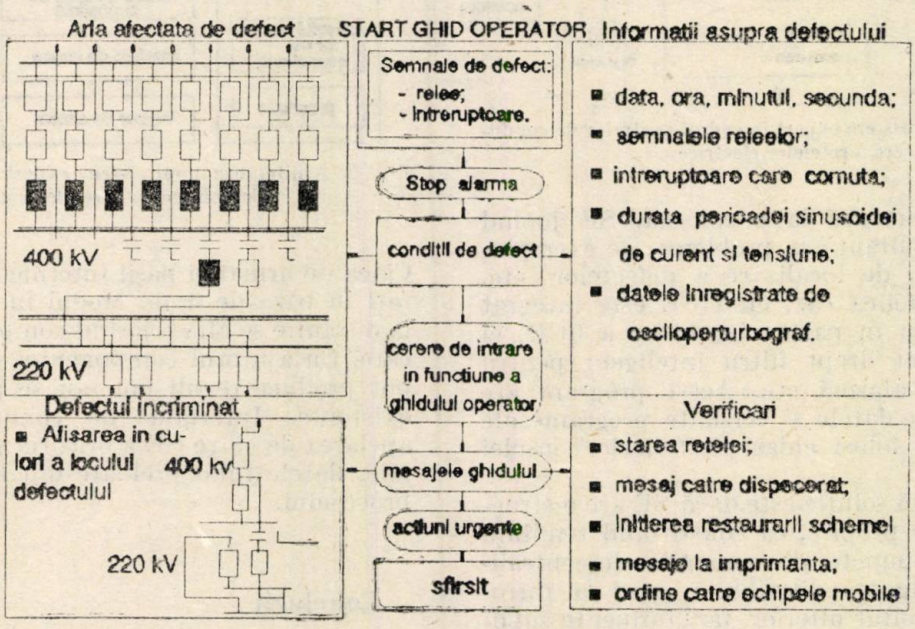


Fig. 3. Funcțiunile ghidului operator în cadrul unui sistem expert în regim de postavarie.

specială a memoriei și actualizate continuu, pentru a fi la dispoziția SE care își va formula din ele „faptele sale" care vor fi folosite de „regula" și de baza de date a sa. Din acestea din urmă, folosind o „gramatica transformativă simplă", vor fi extrase întrebări, afirmații, negații etc., așa cum vor fi ele reprezentate pe display. Faptele pot lua valorile logice „da", „nu", „nu știu" și „încă neînregistrat".

În banca de date, echipamentele (obiectele) sînt identificate printr-un descriptor ierarhic (adresa tehnologică). Un obiect poate avea în același moment mai multe stări, ca de exemplu : „închis", „defect", „ieșit din funcțiune", „blocat" sau „115" kV.

Legătura dintre SE și banca de date a CCR trebuie să realizeze o punte între două moduri

Fiecare indicație de manevră este verificată dacă a fost executată sau nu. Timpul necesar pentru un pas complet nu a depășit în faza de încercări 10 secunde, valoare avantajoasă față de timpul de reacție al unui operator uman în aceeași situație.

Prezentăm în continuare, în figura 3, un exemplu privind locul și rolul ghidului operator, făcînd parte integrată dintr-un SE, considerînd regimul de post-avarie al rețelei. În acest exemplu, schema stației în care a apărut defectul, precum și informațiile corespunzătoare sînt afișate la cererea operatorului. Urmărind indicațiile de pe ecran, se pot afla rezultatele diagnozei care includ tipul defectului, locul acestuia, aria afectată și mesajele adiționale. Ghidul operator face ca SE să nu fie o cutie

neagră pentru operator, oferindu-i acestuia informații care-l fac capabil să participe activ la procesul de diagnoză.

3. Locul unui SE în schema CCR

Sistemul expert poate fi realizat izolat (fig. 4*a*), integrat în structura hardware a CCR (fig. 4*b*) sau poate fi cuplat cu acesta (fig. 4*c*).

În primul caz nu există legături între partea hardware de comandă și cea a SE, baza de cunoștințe, deci atît regulile, cît și faptele, introducîndu-se în SE manual și actualizate prin dialog.

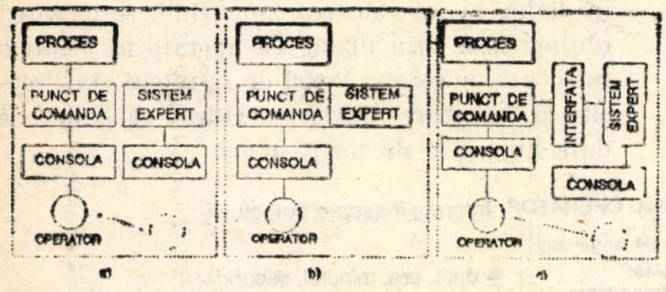


Fig. 4. Locul unui sistem expert în cadrul centrelor de conducere a rețelelor electrice.

Utilizatorul lucrează la o consolă, SE jucînd rolul de „consultant" în probleme, de exemplu, de planificare, de localizare a defectelor etc. În cel de-al doilea caz, cînd SE este integrat ca un program în partea hardware a CCR, el poate fi folosit drept filtru inteligent pentru semnalele de alarmă etc. Acest program are acces direct la datele și celelalte programe ale CCR și poate folosi chiar perifericele consolei operatorului.

Cea mai bună soluție este dacă SE are o structură hardware proprie, ea constituind tendința actuală spre puncte de comandă descentralizate, cu inteligența distribuită, ușor de introdus și de dezvoltat ulterior, fără influențe suplimentare asupra sistemului existent în punctul de comandă.

În acest caz, introducerea și reactualizarea regulilor se face la consola SE. Datele referitoare la rețea pot fi statice (cele referitoare la topologia rețelei și la echipament), ele introducîndu-se de la consola SE și dinamice (poziții aparate, semnalizări, măsurări), care vor fi transmise prin canale de racord ale SE la CCR. „Mașina de inferență" a SE realizează selecția și aplicarea regulilor asupra faptelor și extrage concluziile din rezultatele parțiale și cel final sub formă de „expertiză", concluzii pe care le poate afișa la cele două console, ale SE și CCR.

SE conține și o componentă de explicație prin care se poate evidenția care sînt regulile și rezultatele parțiale din și cu care s-a obținut expertiza. SE poate folosi programe ale CCR, cum ar fi calculul circulației de puteri, al nivelelor de scurtcitcuit etc.

4. Arhitecturi ale SE

Arhitectura unui SE hibrid, cu programe algoritmice incluse într-un SE, este dată în figura 5.

Nucleul este baza de cunoștințe în care sînt memorate reguli și fapte. Comanda interfețelor conduce succesiunea raționamentelor după o strategie care urmărește atingerea scopului.

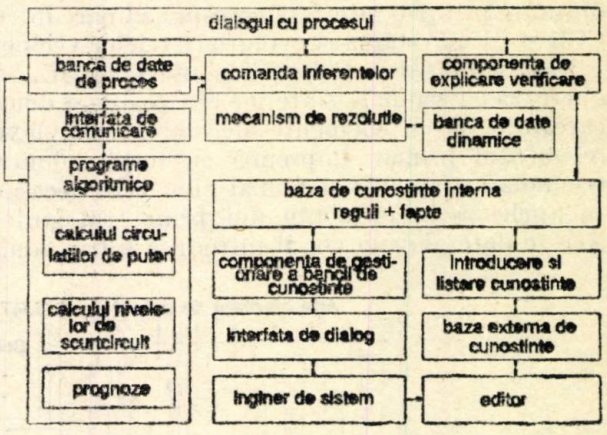


Fig. 5. Arhitectura unui sistem expert în cadrul centrului de conducere a rețelelor electrice.

Calea de urmat și pașii intermediari sînt memorați în baza de date. Modul în care SE ajunge la o soluție se află folosind componenta de explicare. Cu ajutorul componentei de gestionare se pot produce reguli noi sau se pot corecta cele existente. Interfața de comunicare permite apelarea de către SE a oricărui program algoritmic, datele fiind preluate din banca de date a procesului.

Concluzii

Introducerea SE apare ca o extindere naturală în tendința echipării CCR cu sisteme de calcul (dispecer automat) și în folosirea tuturor potențelor acestora pentru creșterea performanțelor operatorilor umani din CCR. Unele din funcțiunile SE sînt parțial implementate fără a purta această denumire. La noi în țară echiparea CCR cu tehnică de calcul este abia la început sau în curs de realizare. Este necesar ca aceasta să fie concepută avînd la bază experiența deja obținută la nivel mondial, înlăturîndu-se „bolile copilăriei". În acest scop, este necesar ca la nivel central (RENEL — ISPE — DN) să existe colective de directivare (normare, modularizare, compatibilizare, dezvoltare etc.) pentru fiecare pas făcut în această direcție, iar la nivel local, colective de introducere în practică și de exploatare a acestor sisteme.

Forma de introducere în practica industrială trebuie să fie corelată cu situaţia locală, fără a se neglija necesităţile de compatibilitate cu treptele ierarhice şi pe orizontală. Acolo unde există deja CCR în funcţiune, SE se poate introduce izolat sau cuplat. Dacă CCR se echipează de la început cu SE, soluţia unui SE integrat este mai raţională.

În viitorul previzibil SE vor rămîne, se pare, doar elemente anexă ale operatorilor umani şi vor putea îndeplini doar funcţiunile pentru care au fost implementate. În fazele următoare, vor conţine elemente de autoinstruire şi, eventual, de preluare exclusivă a unor funcţiuni de conducere a reţelei. În faza actuală este necesară însă, sensibilizarea tuturor acelora care vor fi legaţi de introducerea SE în CCR, începînd cu factorii de decizie pînă la dispecerii de ture, care, avizaţi fiind, vor putea fi activi în proces. Acţiunea revistei „ENERGETICA" vine în întîmpinarea acestui deziderat.

BIBLIOGRAFIE

[1] Ivas, D. Sufleţel, N. *Principii şi soluţii cibernetice în rezolvarea problemelor tehnice şi psihoinginereşti ale conducerii prin dispecer automat a instalaţiilor energetice.* Conferinţa Naţională de Cibernetică, Academia Română, Bucureşti, 1985.

[2] Brugger, H., Schellstede, G., Schropel, W. *Expertsysteme in Der Netzleitechnik.* In: ETZ, Bd 111/1990 H5, S. 222–225.

[3] Schafer, K., F. *Expertensystem zur Reduktion umzulassig hoher Kurzschlussleistungen.* In: ETZ, Bd. 112/1991, H. 11, S. 526–531.

[4] Michael, A., Laughton *Expert Application in Power Systems.* Prentice Hall International, 1990.

(Primit la 9 februarie 1993, acceptat la 11 august 1993)

Din energetica mondială

În cadrul programului COMETT (CoMuniy program for Education and Training in Technology) al Comisiei Comunităţilor Europene se cofinanţează Asociaţia Universităţilor şi Intreprinderilor, înfiinţată în iulie 1992, care s-a constituit sub titlul EES–UETP (Electric Energy Systems – University Entreprise Training Partnership).

Principalele obiective ale EES – UETP sînt :

1 – să stabilească o bază tehnică şi economică avansată pentru sistemul Electroenergetic Interconectat European, ţinînd seama de noile scenarii ale Uniunii Europene ;

2 – să verifice practicile întreprinderilor şi experienţa universităţilor pentru a rezolva proceduri de planificare şi exploatare mai realiste şi mai avansate ;

3 – să integreze mai bine problemele mediului înconjurător, atît în practica întreprinderilor, cît şi în programul educaţional al universităţilor ;

4 – să obţină o informaţie mai bună şi mai directă privind cercetările şi dezvoltarea din Europa în domeniul Sistemelor Electroenergetice.

EES – UETP **organizează cursuri pentru studenţi, postuniversitari, întîlniri internaţionale şi alte activităţi.**

Fac parte din această asociaţie universităţi şi întreprinderi din Spania, Portugalia, Franţa, Belgia, Elveţia, Germania, Regatul Unit, Suedia, Finlanda.

Pentru informaţii suplimentare vă puteţi adresa la secretariatul EES – UETP

c/ Fernando el Catolico 63 Dpdo.
E–28015 Madrid SPANIA
Telefon : (+34 1) 544 90 88
Fax : (+34 1) 549 87 31

Condiţiile vitrege în care a funcţionat Sistemul Energetic Naţional ani la rînd nu au permis abordarea problemelor legate de o programare optimală a exploatării sale. În perioada actuală, cînd consumul de energie electrică s-a redus sensibil, funcţionarea eficientă a sistemului energetic devine un obiectiv pe deplin realizabil.

Lucrarea abordează problema optimizării funcţionării SEN şi propune o rezolvare complexă cu aplicabilitate în condiţiile noastre particulare pentru programarea funcţionării pe durate medii de timp.

The unfavourable conditions under which the National Power System has been operating for years, could not allow the approach of problems related to an optimum programming of its running. At present, taking into consideration the fact that the electric energy consumption has been considerably reduced, the efficient operation of the energy system has become a fully feasible objective.

The paper deals with the problem of optimizing the operation of the National Power System and it forwards a complex solution, applicable under our particular conditions, for programming the operation on medium term periods.

Este posibilă o programare optimă a funcţionării SEN?

Prof. dr. ing. THEODOR MICLESCU *, dr. ing. MARIUS POMÂRLEANU **, conf. dr. ing. GABRIEL BAZACLIU *, ing. LIA BEJUSCU **, ing. VIRGIL DUMBRAVĂ *

Descriptori: sistem electroenergetic, optimizare

Introducere

Întrebarea din titlu este echivalentă întrebării „problema programării funcţionării SEN este o problemă optimizabilă, adică are mai multe soluţii posibile ?"

Dacă răspunsul este afirmativ, adică dacă în condiţii date funcţionarea SEN se poate face în mai multe feluri, înseamnă că problema programării funcţionării SEN este o problemă optimizabilă, a cărei soluţie optimă dintr-un punct de vedere prestabilit poate fi determinată.

Prin condiţiile date menţionate mai sus se înţeleg toate datele primare privind SEN, precum şi restricţiile tehnolohice şi economice impuse funcţionării, restricţii care la rîndul lor pot avea caracter determinist sau probabilist.

Deci, din punctul de vedere al întrebării din titlu, problema constă mai mult în a identifica tipul — optimizabilă sau nu — şi mai puţin în a stabili gradul de dificultate în găsirea soluţiei, deoarece aceasta poate fi întotdeauna simplificată pînă la aducerea problemei sub control.

Problema programării funcţionării optime a centralelor într-un sistem energetic nu reprezintă o noutate a anilor noştri. Repartiţia optimă a sarcinii, criteriile de bază pentru realizarea ei, restricţiile care condiţionează o astfel de acţiune sînt subiecte care şi-au găsit rezolvări teoretice şi practice în multe sisteme energetice. Din păcate, condiţiile vitrege care au existat pentru sistemul nostru ani la rînd nu au permis o abordare ştiinţifică a programării funcţionării lui optimale.

În perioada actuală, cînd o serie de date s-au schimbat, cînd consumul de energie electrică s-a micşorat sensibil şi cînd problema unei funcţionări cît mai eficiente a sistemului ener-

* Universitatea Politehnică Bucureşti
** Institutul de Cercetări şi Modernizări Energetice, Bucureşti

getic se pune cu seriozitate ne întrebăm dacă nu este posibilă o rezolvare mulțumitoare a problemei funcționării optimale.

O serie de particularități ale SEN pot servi ca argumente în favoarea optimizării funcționării sale. Așa sînt :

— o mare disponibilitate de putere — se știe că în prezent puterea instalată în grupurile din sistem este de circa 21500 MW, iar vîrful de sarcină se situează în jurul valorii de 9000 MW ;

— existența unei puteri importante instalate în centrale hidroelectrice (26%) cu o structură specifică, asigurînd o mare flexibilitate ;

— consumul de energie electrică nu foarte imprevizibil — deși diferă substanțial de anii anteriori și ca valoare și ca structură — reprezintă o dată bine stăpînită ;

— cunoașterea caracteristicilor economice ale grupurilor — cercetări din anii 1991—1992 au condus la rezolvarea acestui aspect al problemei strict necesar asigurării corecte a unei repartiții economice a sarcinii.

La aceste elemente favorizante se adaugă însă o serie de elemente ce îngreunează abordarea simplă a problemei obținerii unui program optimizat de funcționare a SEN. Astfel pot fi amintite :

— lipsa de resurse valutare — ca dată nouă în rezolvarea problemei importului de combustibili, greu de anticipat, va conduce la obligativitatea unor restricții probabilistice privind disponibilitatea de combustibili ;

— mari variații ale disponibilităților hidrologice pe diverse bazine etc.

Lucrarea de față încearcă să prezinte o soluție a acestei probleme, în condițiile noastre particulare, privind programarea funcționării pe durate medii de timp.

1. Punerea problemei

Planificarea funcționării sistemului energetic (SE) pe durata unui an de zile este o operație curentă de dispecer energetic.

Numărul practic infinit de strategii posibile face necesară cercetarea ordonată a unui număr cît mai mare dintre acestea, în vederea selectării strategiei optime. Soluția optimă a funcționării sistemului energetic pe durata unui an de zile trebuie să indice perioadele de funcționare și de oprire pentru fiecare agregat din centralele electrice, ținînd seama de opririle obligatorii pentru revizii și reparații conform normelor existente, precum și regimul de folosire a surselor hidraulice și combustibililor care conduce la cheltuieli totale minime.

O astfel de abordare a problemei implică elaborarea unui model adecvat și utilizarea unui echipament de calcul puternic.

2. Modelul problemei

O trăsătură esențială a modelului constă în discretizarea intervalului de timp pentru care se face planificarea — un an — într-un număr de intervale de durată egale numite „pași de timp". Planificarea funcționării SEN în intervalul de prognoză înseamnă precizarea funcționării sale pe fiecare pas de timp. Funcționarea consumatorilor din SEN se caracterizează pentru fiecare pas de timp prin curba de sarcină aproximată cu ajutorul palierelor de putere.

Puterea produsă de centralele hidroelectrice pe firul apei se decupează din curba de sarcină. În același mod se tratează puterea electrică produsă în grupurile cu contrapresiune. Aportul centralelor hidroelectrice cu acumulare se exprimă prin cantitatea totală de energie electrică estimată a fi produsă pe intervalul de prognoză.

Combustibilii se împart în trei categorii :

— combustibili pentru care se dă debitul maxim în fiecare pas de timp ;

— combustibili pentru care se dau cantitățile disponibile pentru întregul interval de planificare (cu o anumită probabilitate de asigurare) ;

— combustibili disponibili în cantități nelimitate.

Agregatele din centralele termoelectrice se caracterizează prin puterile limită de funcționare, prin caracteristica de consum de combustibil, prin felul și proporțiile combustibililor consumați, prin consumul de pornire, prin normele de oprire pentru revizii și reparații și prin probabilitatea de avarie.

Centralele termoelectrice se caracterizează prin grupurile care intră în componența lor și prin numărul minim de grupuri care trebuie menținute în funcțiune.

Sistemul energetic se caracterizează prin numărul maxim de grupuri cu care se acoperă maximul puterii cerute, prin numărul maxim de grupuri care pot fi oprite simultan pentru revizii și reparații și prin numărul maxim de grupuri care pot fi pornite simultan.

Încărcarea grupurilor în funcțiune într-un pas de timp se face astfel încît cheltuielile cu combustibilul să fie minime.

3. Algoritmul de determinare a soluției optime (fig. 1)

Pentru un pas de timp dat, o anumită cantitate de energie produsă în centralele hidroelectrice cu acumulare, o anumită structură a grupurilor în funcțiune, a grupurilor în repaus și a

grupurilor în revizie sau reparații reprezintă o hotărîre de funcționare. Istoria funcționării SE pentru intervalul de planificare este o succesiune de hotărîri de funcționare egală numeric cu numărul total al pașilor de timp. Succesiunea de hotărîri de la începutul anului pînă la un anumit moment dat este o subistorie a funcționării SE. La sfîrșitul unei subistorii SE se află într-o anumită stare, căreia îi corespunde o anumită cantitate de apă consu-

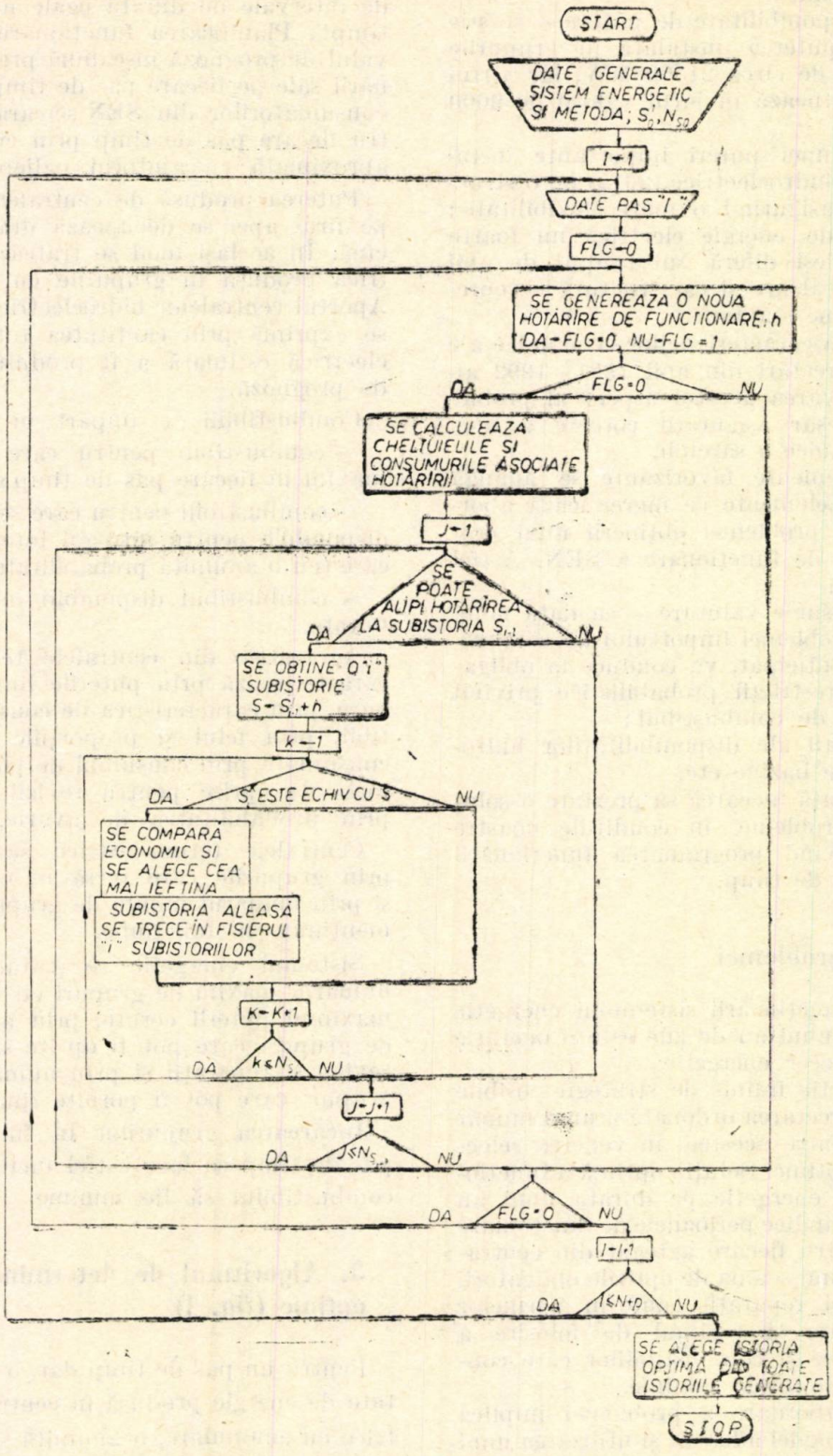


Fig. 1.

mată, o anumită cantitate consumată din diferiți combustibili și un anumit număr de ore de funcționare pentru fiecare grup termoenergetic.

Elementele de mai sus sugerează modelul programării dinamice, hotărîrea de funcționare corespunzînd unei decizii, subistoria de funcționare corespunzînd substrategiei, iar istoria funcționării — strategiei. Aplicarea principiului de optimalitate permite ca, pe parcursul calculului, dintre subistoriile care aduc sistemul în aceeași stare să se rețină numai subistoria optimă.

Pentru a face legătura, din punctul de vedere al numărului de ore de funcționare a grupurilor, între anul anterior și anul posterior anului de planificare, la numărul total de pași se adaugă încă unul, de durată nulă, numit pas de echivalare economică.

4. Detalii privind modelarea problemei

4.1. Discretizarea intervalului de planificare

Durata aleasă a pasului de timp este o săptămînă. Modificările în structura sistemului — porniri de grupuri, opriri pentru revizii sau reparații — se fac numai la începutul unui pas de timp. Opririle de grupuri din considerente economice se fac la începutul pasului de timp pentru două structuri de agregate diferite sau în zilele de repaus de la sfîrșitul săptămînii în cadrul aceleiași structuri de agregate.

4.2. Curba de sarcină

În cursul zilelor ce compun un pas de timp (săptămîna) se observă o asimetrie accentuată a sarcinii. Există un grup de zile cu sarcina maximă apropiată și cu alura variației apropiată (cinci zile, zilele lucrătoare ale săptămînii) și un alt grup de zile (două zile, zilele libere ale săptămînii) în care sarcina maximă este mult mai redusă.

Datorită acestui dezechilibru pronunțat în consum, sarcina pe pas de timp este descrisă prin două curbe : una pentru zilele lucrătoare și alta pentru cele libere (fig. 2)

Din punct de vedere economic, este mai bine ca sarcina zilelor de încărcare mai redusă să fie acoperită cu un număr mai mic de grupuri decît sarcina zilelor cu încărcare ridicată. De aceea se permite ca o parte din grupurile aflate în funcțiune la începutul intervalului de timp să fie oprite pe parcursul zilelor libere. Decizia de oprire se ia pe baza unui criteriu economic, în ipoteza încărcării grupurilor rămase în funcțiune la o putere cît mai apropiată de puterea lor disponibilă.

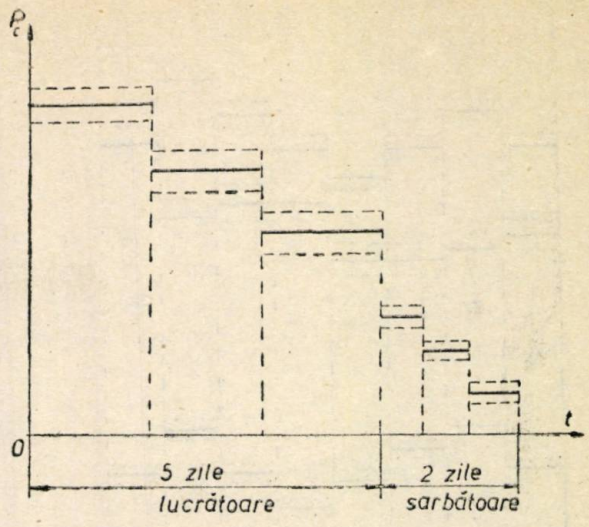


Fig. 2.

Cererea de putere pe orice palier al curbei de sarcină are un caracter aleator, descris de o funcție de repartiție a densității de probabilitate de tip normal. Valorile date ale palierelor de putere sînt considerate valori medii ale acestor repartiții. Pentru fiecare palier de putere se dă și dispersia repartiției cererii (fig. 3).

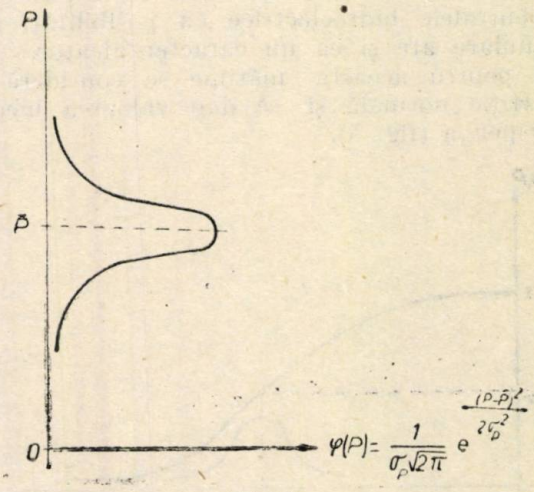


Fig. 3.

4.3. Centralele hidroelectrice

Pentru centralele hidroelectrice pe firul apei, considerate ca un unic grup, se cunosc pentru fiecare pas de timp valoarea medie a puterii furnizate considerată constantă și dispersia acestei puteri, așa cum rezultă din studiile de prognoză a hidraulicității. Legea de distribuție se consideră normală. Curba de sarcină pe pas de timp este redusă cu cantitatea corespunzătoare producției acestui grup. Scăderea

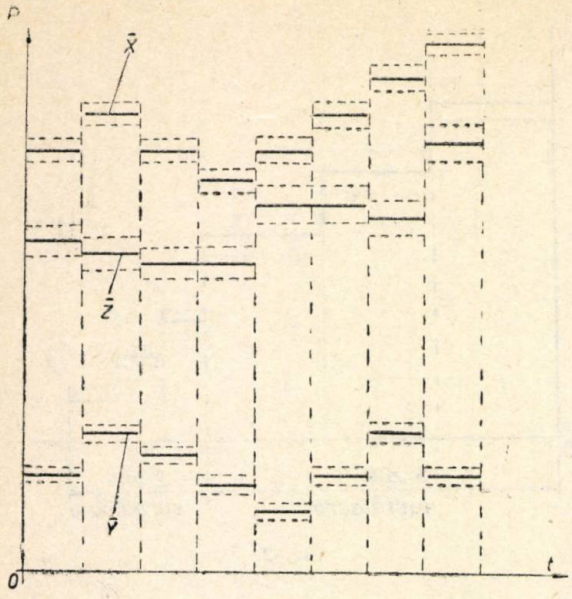


Fig. 4. $\sigma_Z = \sqrt{\sigma_X^2 - \sigma_Y^2}$ $\bar{Z} = \bar{X} - \bar{Y}$

$$\varphi(Z) \quad \frac{1}{\sigma_Z\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(Z-\bar{Z})^2}{2\sigma_Z^2}}$$

celor două mărimi se face ca pentru două variabile aleatoare, avînd legea de distribuție normală (fig. 4).

Cantitatea de energie electrică ce se produce în centralele hidroelectrice cu posibilități de acumulare are și ea un caracter aleator.

Și pentru această mărime se consideră o repartiție normală și se dau valoarea medie și dispersia (fig. 5).

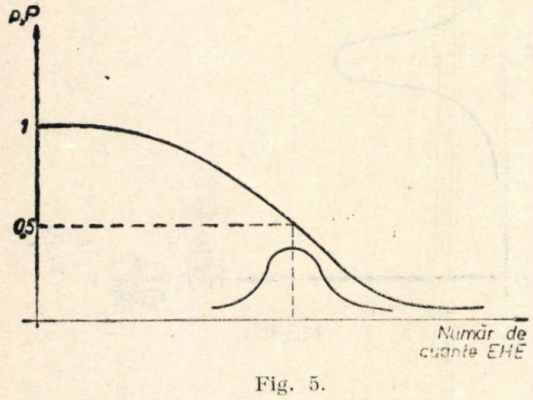


Fig. 5.

În această ipoteză există o cantitate de energie electrică care se produce practic cu certitudine — valoare medie din care se scade triplul valorii abaterii medii pătratice—și o cantitate maximă de energie electrică ce s-ar putea produce — valoarea medie la care se adaugă de trei ori valoarea abaterii medii pătratice. Pentru obținerea unei funcționări cu cheltuieli minime trebuie să se planifice consumul întregii cantități de energie electrică produsă în acest tip de centrale. De aceea, cantitatea maximă de energie electrică ce se poate produce în centralele hidroelectrice cu acumulare se împarte într-un număr de cuante, de aceeași valoare a energiei. Numărul cuantelor de energie hidroelectrică este un multiplu al numărului de pași de timp. Valoarea acestui multiplu se alege printr-un compromis între posibilitatea de încărcare cît mai apropiată de puterea disponibilă a centralelor hidroelectrice cu acumulare și limitarea efortului total de calcul.

4.4. Combustibilii

La combustibilii pentru care se limitează debitul pe pasul de timp (de exemplu gazele naturale) consumul este limitat. Grupurile ce folosesc acest tip de combustibil (fie exclusiv, fie în amestec), sînt încărcate pînă la concurența pe întregul sistem a debitului maxim, restul de putere disponibilă în aceste grupuri nemaiputîndu-se folosi.

Pentru combustibilii avînd limitată cantitatea ce se poate consuma pe întregul interval acoperit de planificare, limitarea nu afectează încărcarea grupurilor pe pas de timp, ci doar consumul total însumat pe toți pașii de timp al grupurilor ce funcționează cu acest combustibil. Din momentul în care acest consum a atins limita prescrisă costul lui este mărit, ceea ce corespunde importului pentru asigurarea funcționării grupurilor ce consumă acest tip de combustibil.

Pentru existența unei soluții a problemei de planificare, din punctul de vedere al cantităților de combustibil disponibile, trebuie fie să se poată asigura combustibilul necesar acoperirii sarcinii, fie să se sacrifice o parte din aceasta (fig. 6).

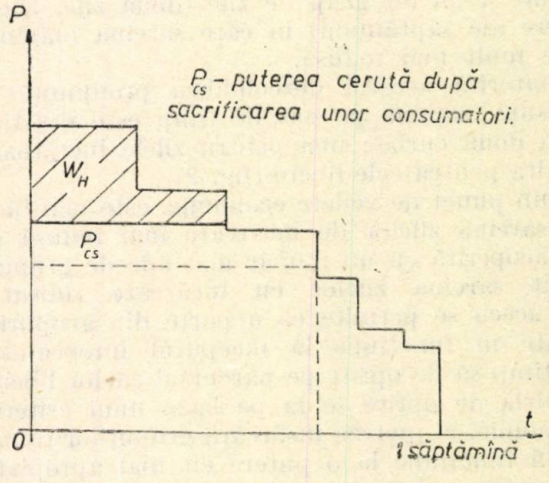


Fig. 6.

De aceea modelul prevede posibilitatea apelării la combustibilul importat, avînd un preț mai mare, sau la un combustibil de echilibru presupus în cantitate nelimitată.

4.5. Grupurile termoelectrice

Caracteristicile de consum de combustibil, respectiv de cheltuieli sînt folosite în forma lor liniarizată. O asemenea caracteristică se compune din două segmente de dreaptă de înclinări diferite, segmente limitate de puterea minimă tehnic, puterea economică și puterea maximă (fig. 7).

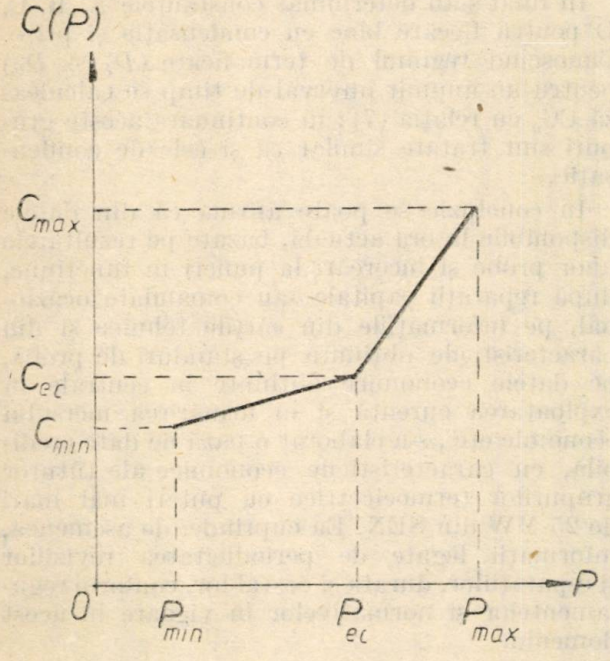


Fig. 7.

Pentru marea majoritate a grupurilor funcționînd pe cărbune este necesar încă un tip de combustibil, gaze sau păcură. În general pentru grupurile care folosesc mai multe tipuri de combustibil simultan se iau în considerație ponderi fixe ale cantității de căldură eliberată prin arderea fiecărui tip de combustibil.

Pentru fiecare grup se cunoaște numărul maxim de ore de funcționare după care trebuie făcută revizia sau reparația, operații normate atît ca succesiune, cît și ca durată. Reviziile, reparațiile și perioadele de funcționare dintre ele formează un ciclu care se încheie întotdeauna cu o reparație capitală. În timpul perioadelor de funcționare grupurile au o anumită probabilitate de defectare, care în general poate varia cu timpul, atît în intervalul dintre două revizii sau reparații, cît și între intervalele de funcționare diferite. În urma unei reparații capitale, la încheierea unui ciclu de funcționare, grupul este readus la aceeași valoare a probabilității de defectare ca cea în urma reparației capitale din ciclul anterior, indiferent de numărul ciclurilor (fig. 8).

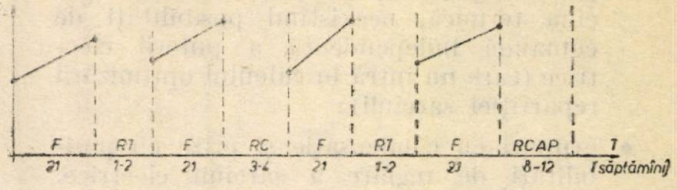


Fig. 8.

Legătura dintre funcționarea grupului în anul de planificare și cea din anul precedent se face cunoscînd istoricul funcționării de la ultima revizie sau reparație anterioară începutului perioadei de planificare.

4.6. Sistemul energetic

Pentru reducerea efortului de calcul și în concordanță cu cerința de adecvare a modelului la realitate, din analiza datelor de exploatare despre numărul minim, mediu și maxim de grupuri simultan în funcțiune pe sistem pentru acoperirea diverselor paliere de putere, se limitează atît superior, cît și inferior numărul de grupuri în funcțiune pe un pas de timp.

4.7. Decizia

Cheltuielile aferente unei anumite hotărîri de funcționare (decizii) pentru un anumit pas de timp reprezintă o valoare medie. La determinarea ei s-a ținut seama de probabilitatea de apariție a cuantelor de energie hidroelectrică, de probabilitatea de avariere a grupurilor care formează structura termoelectrică și de probabilitatea diferitelor valori ale puterii cerute.

5. Caracteristicile de consum ale grupurilor

O chestiune esențială privind rezolvarea corectă a problemei o constituie cunoașterea caracteristicilor economice ale tuturor grupurilor din SEN. În urma unor eforturi s-a reușit obținerea cracteristicilor de consum pentru toate grupurile termoelectrice cu puteri mai mari de 25 MW.

După cum se știe grupurile termo se pot împărți în două categorii :

— grupuri care produc numai energie electrică (cu condensație) ;

— grupuri ce produc combinat energie electrică și termică (de termoficare), care pot fi la rîndul lor :

- grupuri cu contrapresiune (la care energia electrică produsă este determinată de sarcina termică, neexistînd posibilități de comandă independentă a puterii electrice (care nu intră în calculul optimizării repartiției sarcinii) ;
- grupuri cu condensație și prize cu posibilități de reglare a sarcinii electrice.

A fost găsită o funcție care reflectă dependența consumului de combustibil (CC) de puterea electrică debitată de grup (P) sub forma generală :

$$CC = f(P) \qquad (1)$$

La **grupurile cu condensație** această funcție are expresia :

$$CC = CCo + D \cdot P \qquad (2)$$

și forma prezentată în figura 7.

În relația (2) :

$$CC_0 = \frac{C_{min} P_{ec} - C_{ec} P_{min}}{P_{ec} - P_{min}} \qquad (3)$$

unde : C_{min} — consumul de combustibil convențional la puterea corespunzătoare minimului tehnic, P_{min} ;

C_{ec} — consumul de combustibil convențional la puterea corespunzătoare funcționării economice-P_{ec} ;

$$\text{și } D = \frac{C_{ec} - C_{min}}{P_{ec} - P_{min}}, \qquad (4)$$

pentru $P < P_{ec}$
și respectiv :

$$CC_0 = \frac{C_{ec} P_{max} - C_{mnx} P_{ec}}{P_{max} - P_{ec}} \qquad (5)$$

unde C_{max} — consumul de combustibil convențional la puterea maximă, P_{max}, pentru $P > P_{ec}$.

La **grupurile de termoficare** cu prize și condensație problema a fost mai complicată, datorită existenței prizelor la diverși parametri și multiplelor situații în care se pot găsi blocurile. Totuși, s-a reușit sintetizarea (pe baza unor prelucrări statistice) a unei caracteristici care să reflecte cu o aproximație mulțumitoare în domeniile de utilizare reală, corelația dintre debitul total de abur intrat în turbină (D_0), cel extras pe priza industrială (D_I) și pe cea urbană (D_U) și puterea electrică debitată, sub forma :

$$D_0 = a D_I + b D_U + c + dP. \qquad (6)$$

Studiul diagramelor de regimuri ale fiecărui tip de turbină de termoficare a permis identificarea parametrilor a, b, c, d și ridicarea unor caracteristici economice de același tip ca pentru grupurile de condensație, de forma (2)

unde $$CC_0 = AD_I + BD_U + C. \qquad (7)$$

În final s-au determinat constantele A, B, C, D pentru fiecare bloc cu condensație și prize. Cunoscînd regimul de termoficare (D_I și D_U) pentru un anumit interval de timp se calculează CC_0 cu relația (7) ; în continuare aceste grupuri sînt tratate similar ca și cele de condensație.

În concluzie se poate afirma că din datele disponibile la ora actuală, bazate pe rezultatele unor probe și încercări la puneri în funcțiune, după reparații capitale sau comandate ocazional, pe informațiile din cărțile tehnice și din caracteristicile obținute pe standuri de probă, pe datele economice obținute în centrale în exploatarea curentă și în urmărirea mersului economic etc., s-a elaborat o bază de date credibilă, cu caracteristicile economice ale tuturor grupurilor termoelectrice cu puteri mai mari de 25 MW din SEN. Ea cuprinde, de asemenea, informații legate de periodicitatea reviziilor și reparațiilor, durata și costul lor, conform regulamentelor și normativelor în vigoare în acest domeniu.

6. Programul de calcul

Deoarece specificul problemei constă în numărul mare de structuri de date care trebuie manipulate, programul de calcul este întocmit în limbajul de programare C. Programul este în curs de testare pe un calculator personal AT—386. Dificultatea majoră constă în numărul foarte mare de decizii pe pasul de timp, număr care crește rapid odată cu creșterea numărului total de grupuri avute în vedere.

În cazul rulării programului pentru un exemplu cu cinci centrale totalizînd un număr de 24 grupuri au fost obținute următoarele rezultate : la pasul de timp nr. 1 au fos generate 140 decizii ; la pasul nr. 2 au fost generate 16906 strategii, iar la pasul de timp nr. 3 au fost generate 5587 strategii. Fișierul de rezultate pentru memorarea deciziilor și strategiilor a necesitat aproximativ 8,3 Megaocteți.

Concluzii

Realizarea unui program complex de repartiţie optimă a sarcinii cu respectarea condiţiilor reale din sistemul nostru energetic ar furniza exploatării următoarele elemente :

a) graficul optim al funcţionării fiecărui agregat pentru un an ;
b) graficul optim anual de revizii şi reparaţii ;
c) cantităţile de energie hidroelectrică optime produse pe fiecare pas de timp ;
d) cantităţile minime de combustibil consumate pentru fiecare pas, pe tipuri de combustibil ;
e) sacrificiile minime de putere dictate de insuficienţa combustibilului ;
f) repartiţia optimă a puterilor pe agregate pentru fiecare pas de timp, pe fiecare palier al curbei de sarcină ;
g) consumul optim de combustibil pentru fiecare agregat, pe fiecare pas de timp (stocarea combustibililor) ;
h) consumul mediu anual de combustibil pe sistem ;
i) cheltuielile minime medii anuale de funcţionare ale SE şi componentele lor pentru soluţia optimă ;
j) pentru combustibilii la care nu se impun limite şi sînt depăşite resursele interne, necesarul de import.

Avînd în vedere caracteristicile programului prezentat, program care ţine cont de particularităţile exploatării SEN în condiţiile sale reale, considerăm perfect realizabilă organizarea unei exploatări optimale a parcului existent în centrale şi o utilizare raţională a resurselor disponibile.

BIBLIOGRAFIE

[1] Miclescu, Th. *Optimizarea funcţionării de durată a sistemului electroenergetic.* Teză de doctorat — IPB — 1971

[2] Pang, C. K, Chen, H. C. *Optimal Short — Term Thermal Unit Commitment.* In : IEEE Transactions on PAS, 4, iul-aug. 1976

[3] Hobbs, W. J, Warner, G. H. S, Sheble, G.B. *An Enhanced Dynamic Programming Approach for Unit Commitment.* În : IEEE Transactions on PAS—3-aug. 1988

[4] Contaxis, G. C, Kavatza, S. D. *Hydrothermal Scheduling of a Multireservoir Power System with Stochastic Inflows.* În : IEEE Transactions on PAS—3-aug — 1990

[5] Ghenu, S., Bazacliu, G., Dumbravă V., Miclescu, Th. *Model şi algoritm de rezolvare pentru planificarea funcţionării optime a sistemului electroenergetic pe durata unui an.* Al III-lea Simpozion „Optimizarea dezvoltării şi exploatării instalaţiilor energetice", Iaşi, 1991

[6] Moţoiu, C. *Centrale termo şi hodroelectrice* — Ed. didactică şi pedagogică, 1974

[7] Kantorovici, L. V. *Calculul economic al folosirii optime a resurselor.* Ed. ştiinţifică, 1966

(Primit la 3 aprilie 1993, acceptat la 11 iunie 1993

Formalizarea cunoștințelor pentru generarea automată a stărilor și tranzițiilor pentru analizele de fiabilitate ale stațiilor electrice

prof. dr. ing. DUMITRU CEZAR IONESCU *
ing. CRISTINA ZAHALCA **

Se prezintă formalizarea cunoștințelor pentru dezvoltarea unei analize de fiabilitate asistată de calculator, aplicabilă schemelor complexe, pentru utilizarea în procese markoviene.

În mare parte lucrarea este destinată generării automate de stări și tranziții ale stațiilor electrice în ipotezele proceselor markoviene.

Regulile și algoritmii prezentați permit o dezvoltare în sistem expert.

The paper presents the way the knowledge for developing a reliable computer assisted analysis applicable to complex diagrams are formalized, in order to be used in Markovian processes.

To a great extent, the paper is meant for the automatic generation of states and transitions of power stations in the Markovian processes hypotheses.

The rules and algorithms presented, allow an expert system development.

Descriptori : fiabilitate, stații electrice, analiza stărilor

1. Particularitățile stațiilor electrice din punctul de vedere al siguranței în funcționare

Stațiile electrice reprezintă sisteme complexe a căror definire în concordanță cu teoria sistemelor presupune identificarea (precizarea) funcțiilor, structurii, regulilor de funcționare (restricții) și a delimitării interacțiunii lor cu mediul exterior.

Structural și funcțional o stație electrică reprezintă un ansamblu de componente, destinat tranzitării energiei electrice cu sau fără modificarea parametrilor ei. Deci funcțiile programate ale stației sînt tranzitarea în condiții de siguranță și calitate impuse ale energiei programate și solicitate.

Din punctul de vedere al siguranței în funcționare trebuie subliniate și alte particularități care joacă un rol determinant în modul de comportare al stațiilor. Pentru a le evidenția este necesar să se pornească de la principala particularitate a lor și anume, influența defectării aleatoare a componentelor.

Modul cel mai important de defectare a componentelor stațiilor este scurtcircuitul. Orice defect de tip scurtcircuit generează efecte locale cu consecințe asupra componentei cauză și efecte extinse cauzate de propagarea defectului, ce pot distruge parțial sau total stația. Din această cauză, în raport cu cel mai semnificativ mod de defectare, stația electrică trebuie să aibă resurse pentru a localiza, pentru a diminua și pentru a proteja, asigurînd alimentarea cu energie la nivelul de siguranță cerut.
Aceasta presupune :

— evitarea propagării defectelor prin izolarea componentelor defecte, prin protecții ;

— facilitarea executării reviziilor și reparațiilor componentelor, prin posibilități oferite de manevrabilitate, separabilitate și redondanță funcțională.

Aceasta a dus la creșterea continuă a complexității stațiilor moderne, complexitatea fiind caracterizată prin :

— număr mare de componente ;
— număr mare de moduri de defectare și de stări aferente ;
— viteza mare de modificare în exploatare a structurii stației sub acțiunea unor cauze programate sau aleatoare ;
— nivel ridicat de automatizare ;
— sisteme locale și generale de protecție, ierarhizate, integrate într-o logică globală ;

* Facultatea de Energetică, Universitatea Politehnică, București
** Institutul de Studii și Proiectări, București

— consecințe importante ale defectării componentelor și a întreruperii funcțiilor programate;
— prezență simultană a mai multor funcții cu particularități specifice din punctul de vedere al evaluării fiabilității.

2. Formalizarea comportamentului stațiilor electrice

Stația electrică definită prin structura și funcțiile pentru care a fost concepută, evoluează în timp, tranzitînd între stări programate și stări neprogramate (generate prin avarii).

Stările programate sînt de asemenea definite de regimurile posibile de funcționare și de concepția de mentenanță preventivă (planificată).

O analiză de fiabilitate se poate defini numai în contextul evaluării abaterii aleatoare a stației de la stările programate de funcționare. Deci se impune o analiză a modului prin care comportamentul aleator al componentelor modifică stările programate. Pentru aceasta se poate apela la un mecanism de formalizare, care să ofere posibilitatea algoritmizării acestui comportament.

Pentru aceasta, se consideră că stația este compusă dintr-o mulțime de N componente legate funcțional. Fiecare componentă poate evolua prin stări programate (funcționare normală: normal deschis, normal închis, oprire în rezervă) și stări neprogramate (avarii), starea sistemului fiind consecința stărilor componentelor sale. Rezultă că stația va evolua printr-un număr maxim de m^N stări (m fiind numărul stărilor posibile ale componentelor). Evident, că unele stări ale stației sînt stări de succes (cu realizarea funcției programate), iar altele sînt stări de refuz.

Pentru modelarea fiabilității este important a se selecta stările real posibile, precum și tranzițiile dintre ele. Definirea lor necesită aprofundarea modului de producere a avariilor componentelor și a influenței lor asupra ansamblului. La o modificare aleatoare de stare a unei componente se generează o tranziție, și anume trecerea stației dintr-o stare i într-o stare j. Cunoașterea mecanismului de tranzitare între stări duce la stăpînirea modului de comportare a stației.

Schimbarea aleatoare de stare a unei componente se poate produce prin:
— avarierea componentei din cauze proprii, interne (prin dispariția capacității funcționale);
— avarierea componentei din cauze externe: propagare de defecte, acțiunea protecțiilor, defecte de mod comun;
— finalizarea reparării componentei ca urmare a unei defectări anterioare;
— solicitări aleatoare dictate de funcționalitatea schemei: comutare automată prin AAR.

Pentru stația în ansamblu modificarea stării unei componente generează următoarele situații:
— schimbarea de stare are efect local fără a modifica stările altor componente;
— schimbarea de stare are nu numai un efect local, ci modifică și stările altor componente. acest lucru realizîndu-se prin:
- propagare de avarii;
- modificări de stări pentru separare manuală sau automată a defectelor;
- modificări de stări pentru restabilire funcțională.

În figura 1 se prezintă o concepție de formalizare a structurii stației electrice pentru abordarea analizelor de fiabilitate cu ajutorul calculatorului.

3. Particularitățile modelării fiabilității stațiilor electrice

Complexitatea stațiilor electrice face ca modelarea fiabilității să fie dificilă, utilizîndu-se metode speciale specifice. Cel mai frecvent se utilizează metode bazate pe formalizarea cu ajutorul schemelor logice echivalente (diagrame de fiabilitate, arbori de defectare) sau cu grafuri de stare (spațiul stărilor) [3].

În figura 2 se prezintă etapele cele mai importante în abordarea unei analize complexe de fiabilitate în ideea dezvoltării ei asistate de calculator [1]. Se constată că automatizarea analizei de fiabilitate este posibilă în mai multe faze ale analizei. Cercetarea autorilor s-a îndreptat asupra etapei celei mai importante și mai dificile și anume cea a cunoașterii tehnologice și a formalizării acestor cunoștințe tehnologice în vederea descrierii matematice a modelului. Celelalte etape pot fi considerate clasice și pot fi abordate cu ajutorul calculatorului.

4. Formalizarea cunoștințelor de natură tehnologică

Pornind de la mecanismul de definire a stărilor componentelor sistemului din figura 1, s-a studiat formalizarea cunoștințelor cu ajutorul unui model de simulare structurală și funcțională a stației electrice prezentat în figura 3.

Esența formalizării constă în transformarea stației electrice într-un graf orientat, în care nodurile sînt componente și arcele sînt legături funcționale. Funcționalitatea stației electrice este descrisă cu ajutorul traseelor grafului.

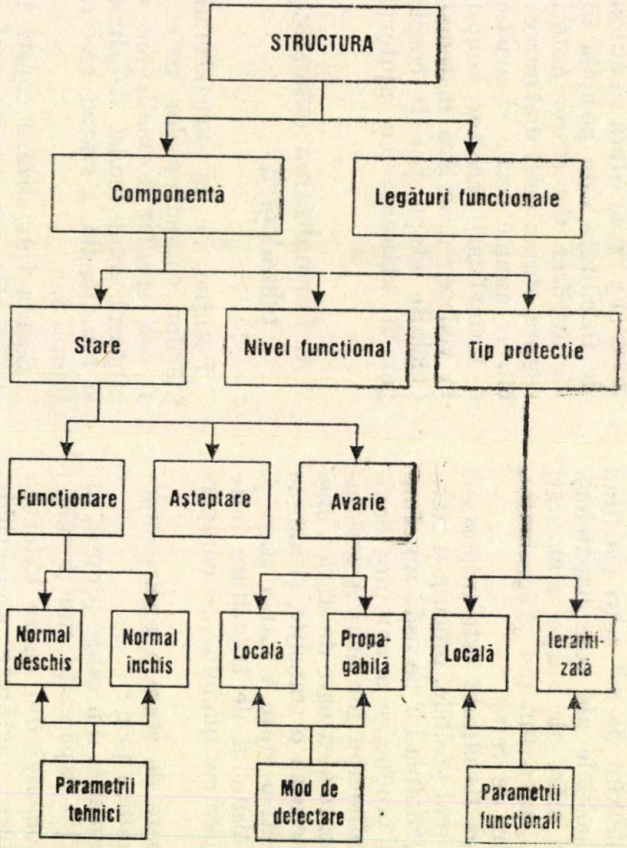


Fig. 1. Formalizarea structurii unei stații electrice

1. Definirea scopului analizei de fiabilitate
2. Cunoașterea tehnologică de detaliu a instalației analizate : funcții, structura, regimuri, interacțiunea cu mediul exterior
3. Formalizarea cunoștințelor de natură tehnologică pentru dezvoltarea analizei de fiabilitate
4. Alegerea modelului de fiabilitate
5. Formalizarea cunoștințelor pentru descrierea matematică
6. Descrierea matematică a modelului
7. Evaluarea modelului de fiabilitate : cantitativ și calitativ
8. Analiza sensibilității modelului în raport cu parametrii semnificativi
9. Concluzii și interpretarea rezultatelor

Fig. 2. Etapele analizei de fiabilitate asistate de calculator

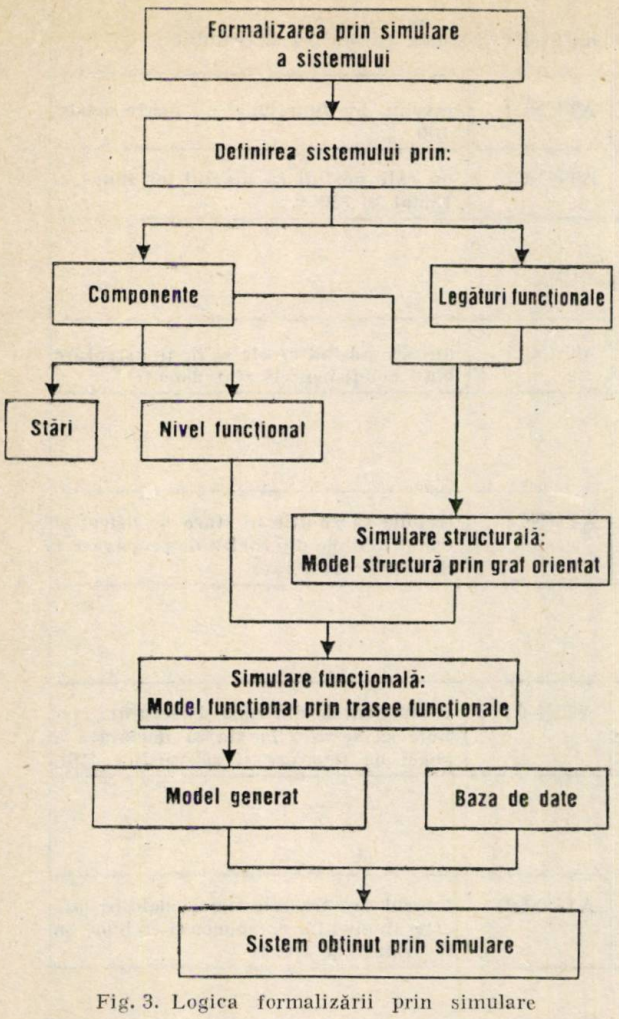


Fig. 3. Logica formalizării prin simulare

Componente	TRASEE							
	T1	T2	T3	T4				Tk
1	1A	1B	2	3				1A
2	1B	1A	3					1B
n−1	2	3	1A	1B				2
n	3	1A	2	3				1A
Stare traseu	1A	3	1A	3				1A
Nivel funcțional traseu (%)	100	50	50	100				100

Fig. 4. Modul de formalizare a stațiilor electrice folosind logica componente — trasee — sistem: 1A — funcționare normal deschis (permite circulația în sens funcțional); 1B — funcționare normal închis (blochează circulația în sens funcțional); 2 — avarie; 3 — rezerva.

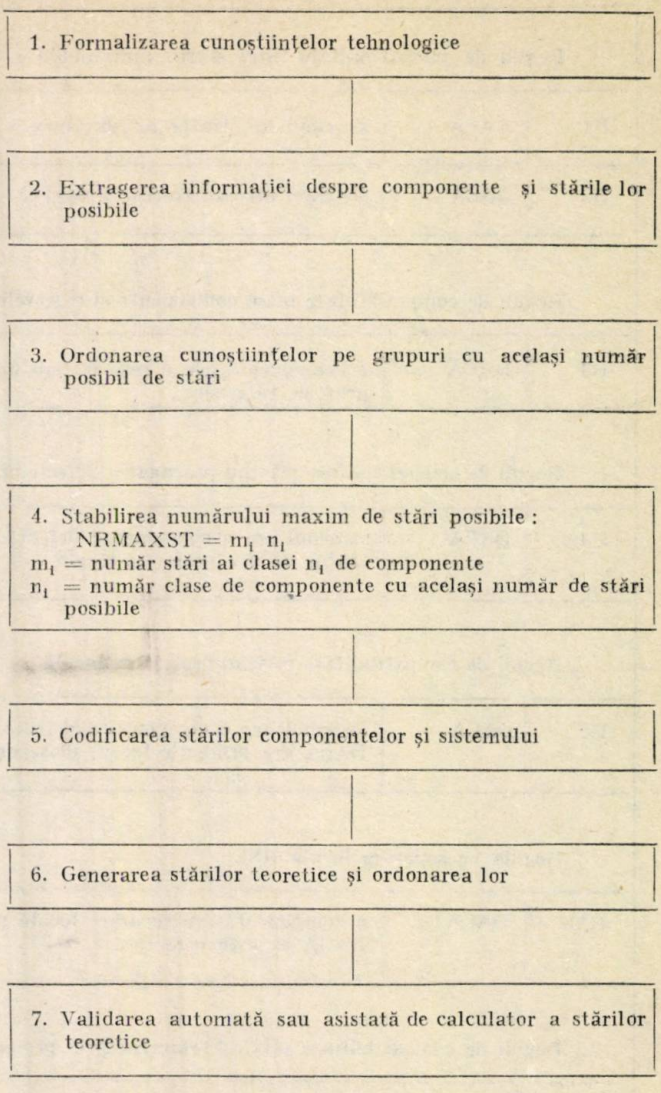


Fig. 5. Algoritm de generare automată a stărilor.

Prin aceasta s-a realizat corespondența între stația ca un ansamblu de componente și stația ca un ansamblu de trasee. Deci, dacă în mod normal stările stației rezultă prin combinarea stărilor componentelor prin modelul de simulare, stările stației electrice rezultă din combinarea stărilor traseelor funcționale. Traseele funcționale reduc numărul dependențelor și simplifică mult analiza mărind viteza de calcul și oferind un suport mult mai avantajos pentru descrierea logică necesară modelării. În figura 4 se prezintă formalizarea stației prin trasee funcționale.

5. Formalizarea cunoștințelor pentru generarea automată a stărilor sistemului

În figura 5 se prezintă o propunere de algoritm pentru generarea automată a stărilor sistemului bazat pe principiul generării inițiale

Reguli de compatibilitate între starea individuală a componentelor şi starea generală a sistemului				
R1	DACA	sistemul are trasee în funcţiune	ATUNCI	nivelul lor funcţional nu poate depăşi 100
R2	DACA	sistemul are are trasee în rezervă	ATUNCI	nu este posibil ca nivelul lor funcţional < 100
Reguli de compatibilitate între componente şi rezervele lor				
R3	DACA	o componentă are o rezervă sau un grup de rezervare	ATUNCI	nu este posibil ca ele să fie în aşteptare cînd componentele sînt defecte
Reguli de compatibilitate privind propagarea defectelor				
R4	DACA	sistemul are o componentă defectă şi DACA nu are protecţie locală	ATUNCI	trebuie să se afle în stare de defect şi componentele din limita de propagare a defectelor declarate
Reguli de compatibilitate privind protejarea locală				
R5	DACA	sistemul are o componentă defectă şi DACA are protecţie locală de separare	ATUNCI	componentele din zona de separare trebuie să se afle în starea declarată a zonei de separare şi să verifice RSL
Regula de separare locală RSL				
RSL	DACA	o componentă are separare locală şi DACĂ ea este defectă	ATUNCI	traseul sau traseele funcţionale în care este implicată componenta trebuie să fie izolate de sursă
Reguli de compatibilitate privind refacerea prin protecţie sau automatizări a traseelor funcţionale				
R6	DACA	sistemul are o componentă defectă şi DACA are o protecţie locală de separare şi DACA are o automatică de modificare trasee	ATUNCI	componentele din zona de separare trebuie să se afle în starea declarată a zonei de separare şi să verifice RRFD
Regula de restabilire funcţională după defect RRFD				
RRFD	DACA	o componentă este defectă şi DACA are separare locală şi DACA s-a produs separarea şi DACA are o protecţie ierarhizată	ATUNCI	se parcurg reguli de restabilire specifice componentei defecte
Reguli de validare pentru stări cu defecte duble				
R7	DACA	sistemul are două componente defecte şi DACA cel puţin una nu este separabilă	ATUNCI	starea este imposibilă
R8	DACA	sistemul are două componente defecte separabile	ATUNCI	starea este posibilă numai dacă ele sînt separate

Fig. 6. Reguli pentru validarea stărilor.

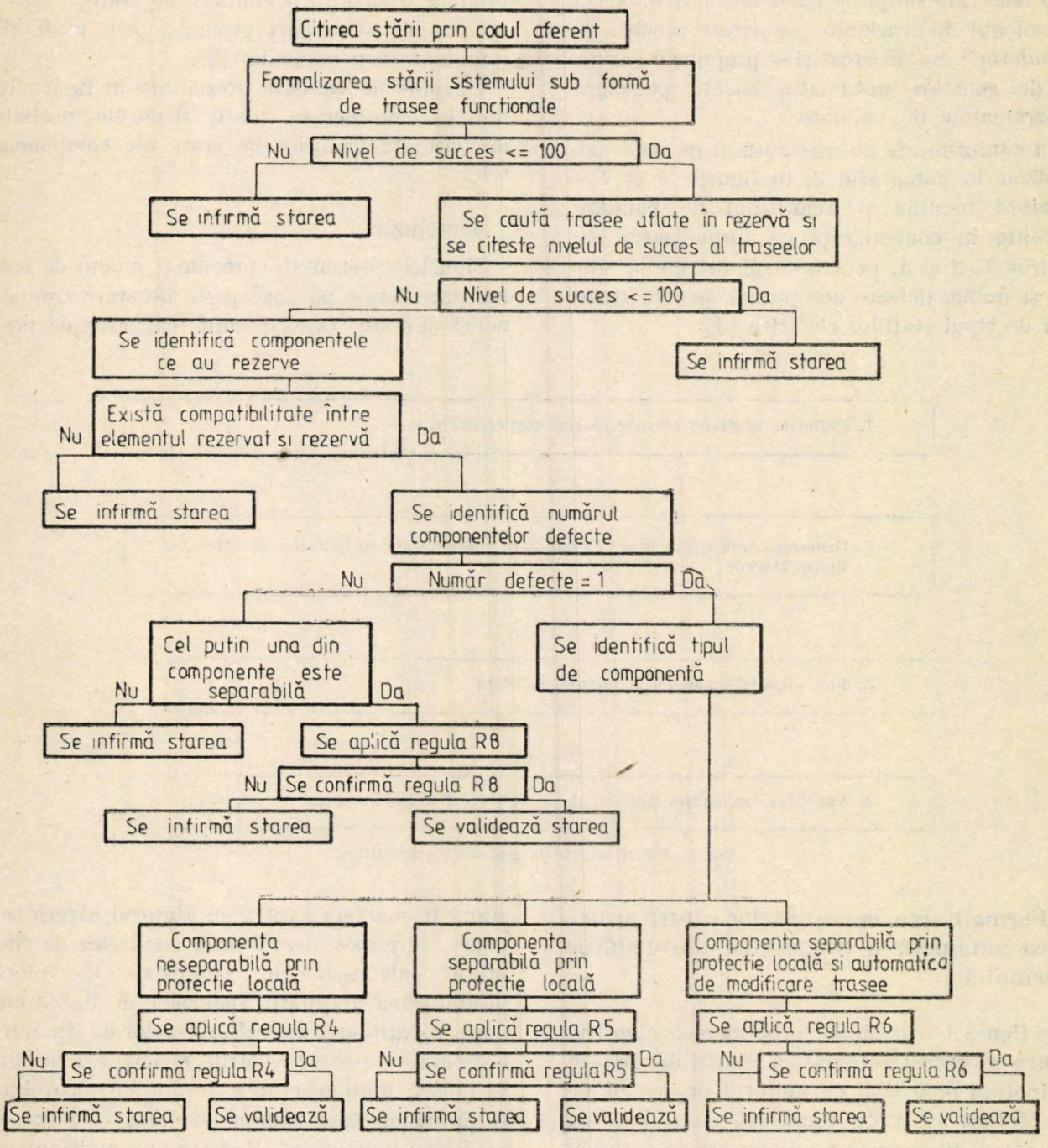


Fig. 7. Algoritm de validare stări.

a stărilor teoretic posibile şi a validării lor folosind modele de formalizare a cunoştinţelor tehnologice (formalizarea datelor, structurii şi funcţionalitatea ei).

Dificultăţile generării se concentrează în etapa de validare.

O rezolvare simplă se poate face prin dialog cu tehnologul în varianta „generare asistată de calculator". S-a încercat şi se propune o variantă de generare automată, bazată pe reguli programabile de validare.

În conformitate cu mecanismul de defectare analizat în paragraful 2, în figurile 6 şi 7 se prezintă regulile şi algoritmul de validare, stabilite în concordanţă cu formalizarea din figurile 1, 3 şi 4, pentru cazul defectelor simple şi duble, defecte acceptabile pentru structuri de tipul staţiilor electrice [3].

Validarea automată a tranziţiilor ce constituie etapa cea mai dificilă se poate face după algoritmul descris în figura 9, folosindu-se regulile prezentate în figura 10. Acest algoritm verifică dacă tranziţia respectă specificul tranziţiilor procesului markovian : la o tranziţie se poate produce o singură schimbare de stare însoţită sau nu de schimbări generate prin protecţii (automate sau manuale) [2].

Regulile de validare prezentate în figura 10 iau în considerare toate situaţiile posibile asociate schimbărilor de stare ale componentelor.

Concluzii

Modelele prezentate, precum şi modul de formalizare bazat pe conceptele de stare componentă şi stare traseu permit realizarea de pro-

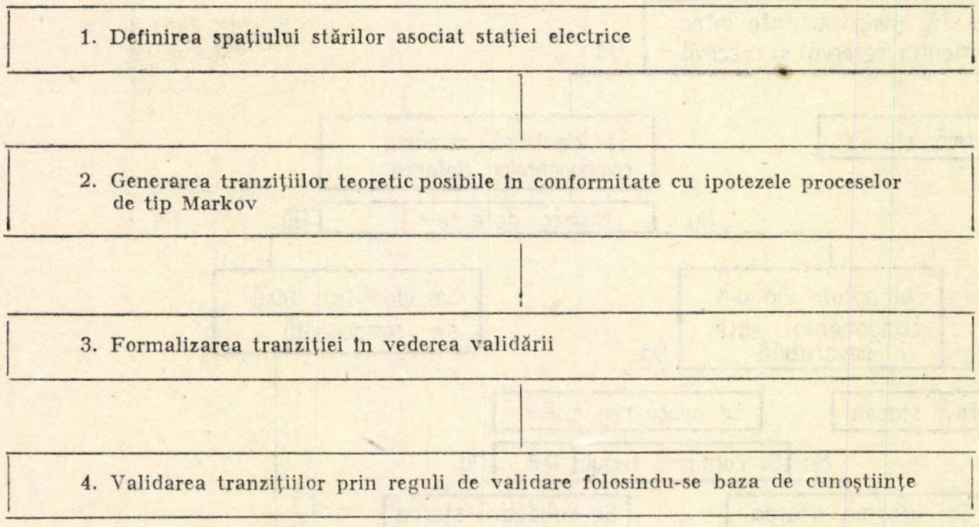


Fig. 8. Algoritm pentru generarea tranziţiilor.

6. Formalizarea cunoştinţelor pentru generarea automată a tranziţiilor dintre stările sistemului

În figura 8 se prezintă o propunere de algoritm pentru generarea automată a tranziţiilor bazată pe ipoteza modelării cu ajutorul proceselor de tip Markov cu timp continuu. Ca şi la stări algoritmul se bazează pe generarea de tranziţii teoretic posibile, conforme cu procesul markovian şi validarea lor pe baza respectării regulilor funcţionale, folosind modelele de formalizare prezentate anterior.

grame în maniera expert cu ajutorul cărora se poate simplifica dezvoltarea analizelor de fiabilitate ale sistemelor complexe. Ele oferă posibilitatea abordării analizelor de fiabilitate pentru staţii, cu ajutorul proceselor de tip Markov, evitîndu-se echivalările, deoarece se simplifică foarte mult generarea stărilor şi tranziţiilor. O problemă care rămîne deschisă este cea a modelării protecţiilor. Maniera prezentată oferă posibilitatea luării în considerare prin dezvoltarea de programe de validare adecvate. Baza de reguli prezentată necesită aprofundări, în special pentru cazurile tranziţiilor complexe.

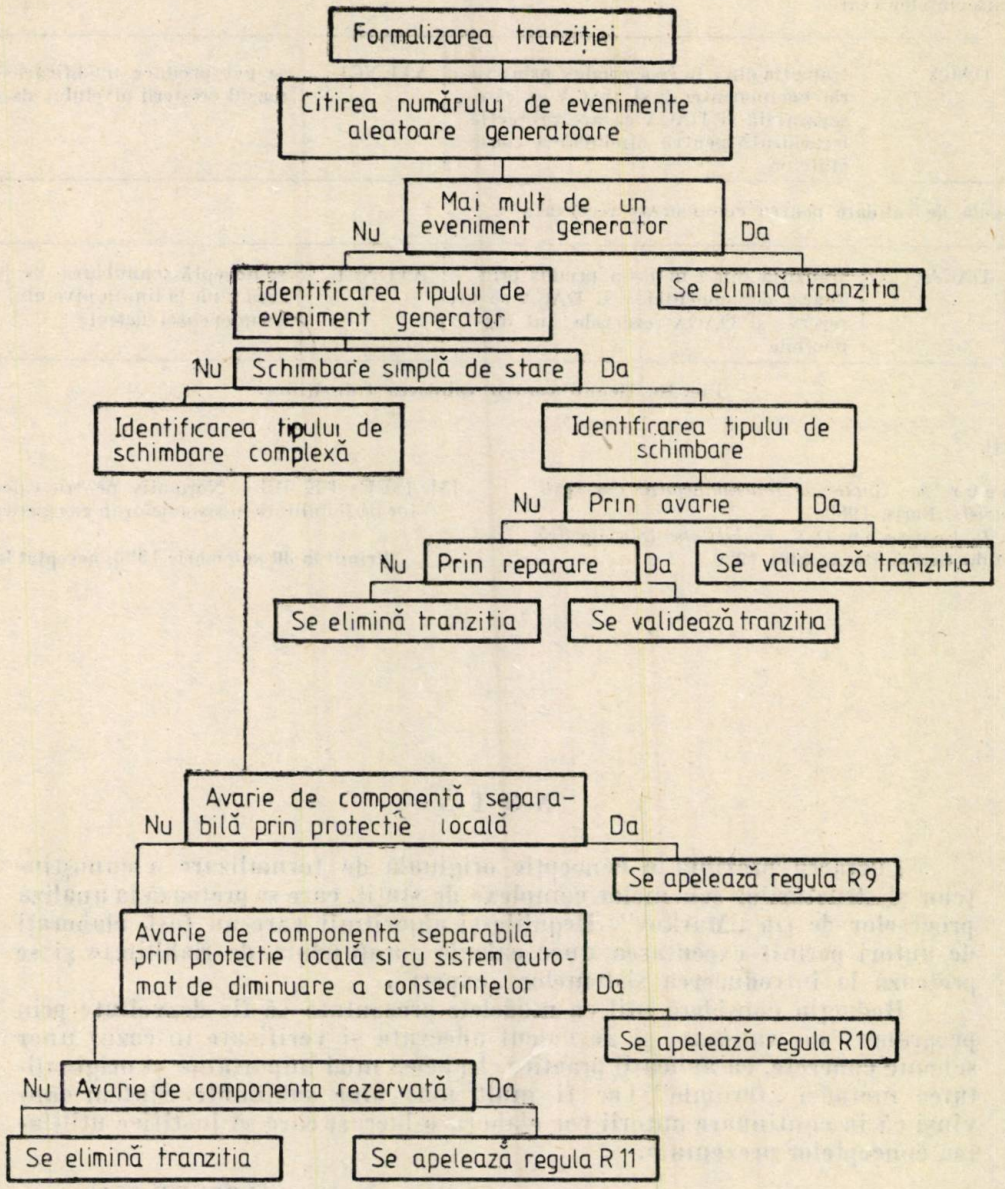


Fig. 9. Algoritm de validare tranziții.

Regula de validare pentru componenta separabilă prin protecție locală				
R9	DACA	tranziția din i în j s-a produs prin avaria componentei k și DACA ea este separabilă	ATUNCI	odată cu k își schimbă starea și componentele care participă la separare
Regula de validare pentru componenta separabilă prin protecție locală urmată de manevre de diminuare a consecințelor avariei				
R10	DACA	tranziția din i în j s-a produs prin avaria componentei k și DACA ea este separabilă și DACA ea are protecție ierarhizată pentru diminuarea consecințelor	ATUNCI	se pot produce modificări de stare în sensul creșterii nivelului de succes total
Regula de validare pentru componente rezervate				
R11	DACA	tranziția din i în j s-a produs prin avaria componentei k și DACA ea are rezerve și DACA rezervele sînt disponibile	ATUNCI	se acceptă schimbarea de stare a acestora pînă la limita nivelului de succes al componentei defecte

Fig. 10. Reguli pentru validarea tranzițiilor.

BIBLIOGRAFIE

[1] Villemeur A. *Sureté de fonctionnement des systemès industriels*, Paris, 1988

[2] Nitu, V. I., Ionescu, D. C. *Fiabilitatea în energetică*, Editura Didactică și Pedagogică 1980

[3] ISPE—PE 013 — Normativ pentru calculul indicatorilor de fiabilitate ai sistemelor în energetică

(Primit la 30 noiembrie 1993, acceptat la 1 aprilie 1993

NOTĂ

Lucrarea prezintă o concepție originală de formalizare a cunoștințelor și structurilor schemelor complexe de stații, care se pretează la analiza proceselor de tip „Markov". Regulile și algoritmii care au fost elaborați de autori permit executarea unor calcule aprofundate de fiabilitate și se pretează la introducerea sistemelor „expert".

Redacția consideră util ca modelele prezentate să fie dezvoltate prin programe de validare, și de calcul adecvate și verificate în cazul unor scheme concrete, ca aplicații practice. În acest mod importanța și originalitatea metodei „formale" vor fi mult mai bine subliniate. Sîntem convinși că în continuare autorii vor elabora o lucrare care să justifice utilitatea conceptelor prezentate.

dr. ing. LAURENȚIU GOIA

Lucrarea se referă la introducerea fazorilor de nesimetrie în studiul rețelelor electrice trifazate care funcționează în regim sinusoidal, nesimetric și dezechilibrat. Se definesc coeficienții și fazorii de nesimetrie pentru tensiuni și curenți, avîndu-se în vedere și prezența cuplajelor magnetice dintre fazele rețelei trifazate. Cu ajutorul acestor fazori se stabilesc expresiile impedanțelor ce permit realizarea schemelor de secvență independente între ele. Calculîndu-se în acest mod un scurtcircuit monofazat, se justifică utilitatea fazorilor și coeficienților de nesimetrie.

The paper deals with the asymmetrical phase devices use within the three phase electric networks study under sinusoidal nonsymmetric andu nbalanced state. The coefficients and the asymmetric phase devices are set for voltages and currents taking also into account the available magnetic couplings between the three-phase network phases. By means of these phase devices the impedance expressions are set helping to carry out the sequence diagrams separated between them. Therefore, according to his computation of the single-phase short-circuit, the phase devices and asymmetric coefficients use is justified.

Utilizarea fazorilor de nesimetrie în analiza rețelelor electrice trifazate nesimetrice și dezechibrate

Prof. dr. ing. NICOLAE BOGOEVICI,

ș. l. dr. ing. TOADER DUMITRU *

Descriptori : fazori, nesimetrii electrice trifazate, sisteme dezechilibrate

Introducere

Datorită încărcării dezechilibrate a fazelor unei rețele electrice trifazate, curenții pe cele trei faze sînt nesimetrici. Aceasta provoacă nesimetria tensiunilor de fază, cu toate că sursa are o construcție simetrică. Fenomenul este cu atît mai pronunțat cu cît receptorul dezechilibrat este de putere relativ mare raportată la cea a sursei. Regimurile de avarie nesimetrice, cu apariție aleatorie în rețelele electrice (întreruperi de faze, scurtcircuite și puneri la pămînt monoși bifazate) constituie astfel de cazuri. Nesimetria tensiunilor de fază accentuează nesimetria curenților și invers, creșterea nesimetriei curenților majorează nesimetria tensiunilor.

Din punct de vedere practic, nesimetria tensiunilor trifazate are influență nefastă, atît asupra receptoarelor trifazate (echilibrate), cît și asupra receptoarelor monofazate racordate la o astfel de rețea. Importanța practică a fenomenului a dus la dezvoltarea unor studii teoretice, urmărindu-se cu prioritate elaborarea unui model matematic de calcul, care să faciliteze o analiză adecvată a fenomenului real. Literatura de specialitate oferă anumite precizări teoretice și practice importante privind funcționarea rețelelor electrice trifazate în regim nesimetric și dezechilibrate. Evidențiem în acest sens contribuțiile aduse de omul de știință român I.S. Antoniu [1], care de altfel a constituit sursa de inspirație a ideilor din prezenta lucrare. Urmărind completarea conceptelor teoretice cunoscute, introducem și subliniem utilitatea în acest domeniu a unor factori și fazori complecși de nesimetrie.

1. Definirea factorilor și fazorilor de nesimetrie

Considerînd regimul sinusoidal și folosind coordonatele simetrice (teorema Stokvis-For-

* Facultatea de Electrotehnică, Universitatea Tehnică Timișoara

tesque), nesimetria tensiunilor se apreciază [2] prin gradul de nesimetrie :

$$\varepsilon_{U_i} = \frac{U_i}{U_d} \tag{1}$$

în gradul de asimetrie

$$\varepsilon_{U_h} = \frac{U_h}{U_d}, \tag{2}$$

unde U_d, U_i și U_h sînt valorile efective, măsurabile, ale componentelor simetrice directe (d), inverse (i) și homopolare (h). În practică se consideră că sistemul trifazat de tensiuni este simetric dacă

$$\varepsilon_{U_i} \leqslant 0{,}01 \text{ și } \varepsilon_{U_h} \leqslant 0{,}01.$$

Relevăm faptul că precizarea raporturilor (1) și (2) nu este suficientă pentru a cunoaște valorile tensiunilor pe cele trei faze, deoarece acestea depind și de fazele mărimilor (sau defazajele față de o referință). Într-adevăr, din relația cunoscută a tensiunii pe o fază

$$\underline{U} = \underline{U}_d + \underline{U}_i + \underline{U}_h \tag{3}$$

și considerînd $\varepsilon_{U_i} = \varepsilon_{U_h} = 0{,}01$ și argumentul acestor rapoarte $\varepsilon\,[0, \bar{u}]$ rezultă $0{,}98\,U_d \leqslant U \leqslant 1{,}02\,U_d$. Aceasta deoarece la calculul valorii U intervine și defazajul componentelor u_i și u_h în raport cu u_d.

Definim factorii de nesimetrie aferenți tensiunilor, respectiv curenților, la o rețea electrică trifazată, prin expresiile :

$$\underline{\varepsilon}_{U_i} = \frac{\underline{U}_i}{\underline{U}_d}, \quad \underline{\varepsilon}_{U_h} = \frac{\underline{U}_h}{\underline{U}_d}, \tag{4}$$

$$\underline{\varepsilon}_{I_i} = \frac{\underline{I}_i}{\underline{I}_d}, \quad \underline{\varepsilon}_{I_h} = \frac{\underline{I}_h}{\underline{I}_d} \tag{5}$$

Considerînd ca referință componenta simetrică directă corespunzătoare primei faze (faza de referință), definim următorii fazori complecși de nesimetrie :

— fazorul de nesimetrie al fazelor :

$$\underline{c}_m = 1 + \underline{a}^{1-m}\,\underline{\varepsilon}_i + \underline{a}^{m-1}.\underline{\varepsilon}_h\,; \tag{6}$$

— fazorii de nesimetrie prin care se ține seama de cuplajele magnetice dintre faze, corespunzători componentelor simetrice de secvență directă, inversă și respectiv homopolară :

$$\begin{aligned} \underline{d}_m &= -1 + 2\underline{a}^{1-m}\,\underline{\varepsilon}_i - \underline{a}^{m-1}\,\underline{\varepsilon}_h. \\ \underline{i}_m &= 2\underline{a}^{m-1} - \underline{\varepsilon}_i - \underline{a}^{1-m}\,\underline{\varepsilon}_h \\ \underline{h}_m &= -\underline{a}^{m-1} - a^{m-1}\,\underline{\varepsilon}_i + 2\underline{\varepsilon}_h, \end{aligned} \tag{7}$$

unde $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$, iar m este numărul de ordine al fazelor ($m = 1, 2, 3$).

Din (6) și (7) se obțin următoarele relații :

$$\begin{aligned} &\underline{c}_1 + \underline{c}_2 + \underline{c}_3 = 3\,;\ \underline{c}_1 + \underline{a}\,\underline{c}_2 + a^2\underline{c}_3 = 3\,\underline{\varepsilon}_i\,; \\ &\underline{c}_1 + a^2\underline{c}_2 + \underline{a}\,\underline{c}_3 = 3\,\underline{\varepsilon}_h\,; \\ &\underline{d}_1 + \underline{d}_2 + \underline{d}_3 = -3\,;\quad \underline{d}_1 + \underline{a}\,\underline{d}_2 + \underline{a}^2\underline{d}_3 = 6\underline{\varepsilon}_i\,; \\ &\underline{d}_1 + \underline{a}^2\underline{d}_2 + \underline{a}\,\underline{d}_3 = -3\,\underline{\varepsilon}_h\,; \\ &\underline{i}_1 + \underline{i}_2 + \underline{i}_3 = -3\underline{\varepsilon}_i,\ \underline{i}_1 + \underline{a}\,\underline{i}_2 + \underline{a}^2\underline{i}_3 = \\ &= -3\underline{\varepsilon}_h\,;\ \underline{i}_1 + \underline{a}^2\underline{i}_2 + \underline{a}\,\underline{i}_3 = 6 \\ &\underline{h}_1 + \underline{h}_2 + \underline{h}_3 = 6\,\underline{\varepsilon}_h\,;\ \underline{h}_1 + \underline{a}\,\underline{h}_2 + \underline{a}^2\,\underline{h}_3 = \\ &= -3\,;\ \underline{h}_1 + \underline{a}^2\underline{h}_2 + \underline{a}\,\underline{h}_3 = -3\,\underline{\varepsilon}_i. \end{aligned} \tag{8}$$

La fazorii de forma (6) se va adăuga indicele U cînd se referă la tensiuni, respectiv indicele I cînd se referă la curenți, iar fazorilor de forma (7) li se va adăuga numai indicele I, deoarece cuplajele magnetice se manifestă doar în prezența curenților.

Justificarea expresiei de forma (6) a fazorilor de nesimetrie ai fazelor rezultă din relațiile de descompunere în componente simetrice a mărimilor de fază nesimetrice (tensiuni, curenți). Astfel, dacă $\underline{U}_1$, $\underline{U}_2$ și $\underline{U}_3$ sînt tensiuni de fază nesimetrice, avem :

$$\begin{aligned} &\underline{U}_1 = \underline{U}_{d_1} + \underline{U}_{i_1} + \underline{U}_h = (1 + \underline{\varepsilon}_{U_i} + \\ &+ \underline{\varepsilon}_{U_h})\,\underline{U}_{d_1} = \underline{c}_{U_i}\,\underline{U}_{d_1} \\ &\underline{U}_2 = a^2\underline{U}_{d_1} + a\underline{U}_{i_1} + \underline{U}_h = a^2(1 + \underline{a}^2\,\underline{\varepsilon}_{U_i} + \\ &+ \underline{a}\,\underline{\varepsilon}_{U_h})\,\underline{U}_{d_1} = \underline{c}_{U_2}\cdot\underline{U}_{d_2} \\ &\underline{U}_3 = \underline{a}\,\underline{U}_{d_1} + \underline{a}^2\underline{U}_{i_1} + \underline{U}_h = a\,(1 + \underline{a}\,\underline{\varepsilon}_{U_i} + \\ &+ \underline{a}^2\,\underline{\varepsilon}_{U_h})\,\underline{U}_{d_1} = \underline{c}_{U_3}\,\underline{U}_{d_3} \end{aligned} \tag{9}$$

Relații similare se obțin pentru curenții de fază nesimetrici :

$$\underline{I}_1 = \underline{c}_{I_1}\cdot\underline{I}_{d_1},\ \underline{I}_2 = \underline{c}_{I_2}\cdot\underline{I}_{d_2},\ \underline{I}_3 = \underline{c}_{I_3}\cdot\underline{I}_{d_3} \tag{10}$$

Deci fazorii de forma (6) permit să se exprime mărimile de fază nesimetrice în funcție de componentele lor simetrice de secvență directă.

În ceea ce privește justificarea expresiilor de forma (7), introduse pentru fazorii de nesimetrie datorați cuplajelor magnetice, aceasta se face scriind relațiile de legătură dintre tensiunile de fază și curenți, cu considerarea cuplajelor și apoi recurgînd la descompunerea în componente simetrice, care se raportează la componenta de secvență directă corespunzătoare fazei de referință.

Pentru ca valorile tensiunilor fazelor să nu se abată față de valoarea nominală peste o limită admisibilă este necesar ca factorii de nesimetrie,

respectiv fazorii de nesimetrie ai tensiunilor să se încadreze într-o anumită plajă de valori. Din (6) se obţine :

$$c_{U_m}^2 = \underline{c}_{U_m} \cdot \underline{c}_{U_m}^* = \varepsilon_{U_i}^2 + \varepsilon_{U_h}^2 + 2\varepsilon_{U_i}\varepsilon_{U_h}\cos\left[\nu_{U_i} - (m-1)\frac{2\pi}{3}\right] + 2\varepsilon_{U_h}\cos\left[\varepsilon_{U_m} - (1-m)\frac{2\pi}{3}\right] + 2\varepsilon_{U_i}\varepsilon_{U_h}\cos\left[\nu_{U_i} - \nu_{U_h} - (1-m)\frac{2\pi}{3}\right]; \quad (11)$$

unde ν_{U_i} şi ν_{U_h} sînt defazajele între fazorii $\underline{U}_d$ şi $\underline{U}_i$, respectiv $\underline{U}_d$ şi $\underline{U}_h$. Un calcul efectuat pe baza acestei relaţii arată că dacă $\varepsilon_{U_i} = \varepsilon_{U_h} = 0{,}05$ şi $\nu_{U_i} \in [0{,}2\pi]$, $\nu_{U_h} \in [0{,}2\pi]$ atunci $c_{U_m} \in [0{,}9{,}1{,}1]$, cu observaţia că, în general, $c_{U_1} \neq c_{U_2} \neq c_{U_3}$.

2. Impedanţele şi schemele de secvenţă echivalente

În lucrările de specialitate se precizează că numai pentru circuite trifazice echilibrate (cu impedanţe egale pe cele trei faze) pot fi folosite în studiu scheme electrice monofazate necuplate, corespunzătoare celor trei secvenţe, directă, inversă şi homopolară, denumite scheme de secvenţă echivalente. Avantajul pe care îl oferă fazorii de nesimetrie definiţi în această lucrare, constă în aceea că permit obţinerea unor scheme de secvenţă necuplate şi în cazul circuitelor trifazate nesimetrice şi dezechilibrate. În continuare ne vom referi la circuite trifazate cu elemente statice, la care impedanţele pe faze şi cele corespunzătoare cuplajelor sînt independente de secvenţă.

2.1. Considerăm în figurea 1 schema electrică a unui receptor trifazat static, dezechilibrat, cu conexiune stea şi conductor de nul, fără cuplaje magnetice între faze, alimentat de la o sursă cu tensiunile de fază nesimetrice $\underline{U}_1$, $\underline{U}_2$, $\underline{U}_3$. Impedanţa conductorului de nul fiind egală cu zero, tensiunile de fază ale receptorului sînt aceleaşi cu ale sursei. Curenţii pe cele trei faze $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ şi $\underline{I}_3$ sînt nesimetrici atît datorită nesimetriei tensiunilor, cît şi dezechilibrului receptorului ($\underline{Z}_1 \neq \underline{Z}_2 \neq \underline{Z}_3$.

După cum se cunoaşte [1 — 5], în cazul receptorului trifazat dezechilibrat, fără cuplaje magnetice între faze, şi referindu-se numai la prima fază, se pot scrie relaţiile :

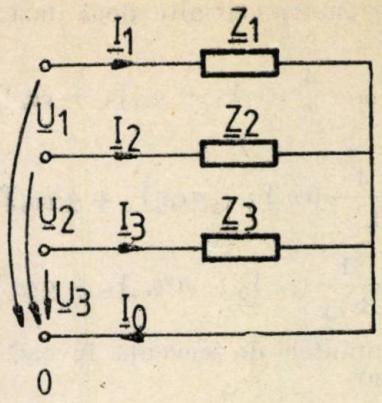


Fig. 1. Receptor trifazat avînd conexiune stea.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{d_1} &= \underline{Z}_h \cdot \underline{I}_{d_1} + \underline{Z}_{i_1} \cdot \underline{I}_{i_1} + \underline{Z}_{d_1} \cdot \underline{I}_h \\ \underline{U}_{i_1} &= \underline{Z}_{d_1} \underline{I}_{d_1} + \underline{Z}_{h_1} \cdot \underline{I}_{i_1} + \underline{Z}_{i_1} \cdot \underline{I}_h \\ \underline{U}_h &= \underline{Z}_{i_1} \cdot \underline{I}_{d_1} + \underline{Z}_{d_1} \cdot \underline{I}_{i_1} + \underline{Z}_h \cdot \underline{I}_h \end{aligned} \quad (12)$$

unde :

$$\underline{Z}_{d_1} = \frac{1}{3}(\underline{Z}_1 + \underline{a}\,\underline{Z}_2 + \underline{a}^2\,\underline{Z}_3),$$

$$\underline{Z}_{i_1} = \frac{1}{3}(\underline{Z}_1 + \underline{a}^2\,\underline{Z}_2 + a\,\underline{Z}_3), \quad (13)$$

$$\underline{Z}_h = \frac{1}{3}(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3)$$

Înlocuind relaţiile (13) în (12) şi luînd în considerare fazorii de forma (6) aferenţi curenţilor nesimetrici, în urma unor calcule se obţin, pentru prima fază, relaţiile :

$$\underline{U}_{d_1} = \underline{Z}_{dd}\,\underline{I}_{d_1},\ \underline{U}_{i_1} = \underline{Z}_{ii}\,\underline{I}_{i_1},\ \underline{U}_h = \underline{Z}_{hh} \cdot \underline{I}_h, \quad (14)$$

şi analog pentru celelalte două faze, în care :

$$\underline{Z}_{dd} = \frac{1}{3}(\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3) \quad (15)$$

$$\underline{Z}_{ii} = \frac{1}{3_{-I_i}}(\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{a}\,\underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3) \quad (16)$$

$$\underline{Z}_{hh} = \frac{1}{3_{-I_h}}(\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{a}\,\underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3) \quad (17)$$

Sînt impedanţele de secvenţă directă, inversă şi homopolară.

Relaţiile (14) pot fi scrise şi în forma lor duală

$$\underline{I}_{d_1} = \underline{Y}_{dd} \cdot \underline{U}_{d_1},\ \underline{I}_{i_1} = \underline{Y}_{ii} \cdot \underline{U}_{i_1},\ \underline{I}_h = \underline{Y}_{hh} \cdot \underline{U}_h \quad (18)$$

și analog pentru celelalte două faze, în care :

$$\underline{Y}_{dd} = \frac{1}{3}(\underline{\varepsilon}_{U_1}\underline{Y}_1 + \underline{\varepsilon}_{U_2}\underline{Y}_2 + \underline{\varepsilon}_{U_3}\underline{Y}_3) \qquad (19)$$

$$\underline{Y}_{ii} = \frac{1}{3_{-U_i}}(\underline{\varepsilon}_{U_1}\underline{Y}_1 + \underline{a}\,\underline{\varepsilon}_{U_2}\underline{Y}_2 + \underline{a}^2\underline{\varepsilon}_{U_3}\underline{Y}_3) \qquad (20)$$

$$\underline{Y}_{hh} = \frac{1}{3_{-U_h}}(\underline{\varepsilon}_{U_1}\underline{Y}_1 + \underline{a}^2\underline{\varepsilon}_{U_2}\underline{Y}_3 + \underline{a}\,\underline{\varepsilon}_{U_3}\underline{Y}_3) \qquad (21)$$

sînt admitanțele de secvență inversă și homopolară, iar

$$\underline{Y}_m = \frac{1}{\underline{Z}_m},\ (m = 1, 2, 3).$$

Din (14), respectiv din (18), rezultă posibilitatea introducerii a trei scheme electrice echivalente monofazate corespunzătoare celor trei secvențe, directă, inversă și homopolară (fig. 2), care facilitează calculul circuitului trifazat nesimetric și dezechilibrat la care ne-am referit.

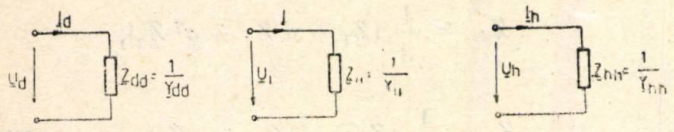


Fig. 2. Schemele de secvență directă, inversă și homopolară.

2.2. Cazul cînd între cele trei faze ale circuitului trifazat nesimetric și dezechilibrat există cuplaje magnetice, caracterizate prin impedanțele de cuplaj $\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{21}$, $\underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{32}$ și $\underline{Z}_{13} = \underline{Z}_{31}$, atunci relațiile de forma (12) devin [1]... [5] :

$$\begin{aligned}
\underline{U}_{d_1} &= (\underline{Z}_h - \underline{Z}_{Mh})\,\underline{I}_{d_1} + (\underline{Z}_{i_1} + 2\underline{Z}_{Mi_1})\,\underline{I}_{i_1} + \\
&+ (\underline{Z}_{d_1} - \underline{Z}_{Md_1})\,\underline{I}_h \\
\underline{U}_{i_1} &= (\underline{Z}_{d_1} + \underline{Z}_{Md_1})\,\underline{I}_{d_1} + (\underline{Z}_h - \underline{Z}_{Mh})\,\underline{I}_{i_1} + \\
&+ (\underline{Z}_{i_1} - \underline{Z}_{Mi_1})\,\underline{I}_h \qquad (22) \\
\underline{U}_h &= (\underline{Z}_{i_1} - \underline{Z}_{Mi_1})\,\underline{I}_{d_1} + (\underline{Z}_{d_1} - \underline{Z}_{Md_1})\,\underline{I}_{i_1} + \\
&+ (\underline{Z}_h + 2\underline{Z}_{Mh})\,\underline{I}_h
\end{aligned}$$

unde :

$$\underline{Z}_{Md_1} = \frac{1}{3}(\underline{Z}_{23} + \underline{a}\,\underline{Z}_{31} + \underline{a}^2\,\underline{Z}_{12})$$

$$\underline{Z}_{Mi_1} = \frac{1}{3}(\underline{Z}_{23} + \underline{a}^2\underline{Z}_{31} + \underline{a}\,\underline{Z}_{12}) \qquad (23)$$

$$\underline{Z}_{Mh} = \frac{1}{3}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31})$$

Înlocuind (13) și (23) în (22) și avînd în vedere fazorii de nesimetrie (6) și (7) aferenți curenților nesimetrici în urma unor calcule se obțin pentru prima fază relațiile :

$$\underline{U}_{d_1} = \underline{Z}'_{dd}\cdot\underline{I}_{d_1}, \underline{U}_{i_1} = \underline{Z}'_{ii}\underline{I}_{i_1},\ \underline{U}_h = \underline{Z}'_{hh}\underline{I}_h, \qquad (24)$$

și analog pentru celelalte două faze, în care

$$\underline{Z}'_{dd} = \underline{Z}_{dd} + \underline{Z}_{d_M},\ \underline{Z}'_{ii} = \underline{Z}_{ii} + \underline{Z}_{i_M},\ \underline{Z}'_{hh} = \qquad (25)$$
$$= \underline{Z}_{hh} + \underline{Z}_{h_M},$$

sînt impedanțele de secvență în cazul existenței cuplajelor magnetice în trei faze. Aceste impedanțe au componentele $\underline{Z}_{dd}$ $\underline{Z}_{ii}$, respectiv $\underline{Z}_{hh}$ ce se calculează cu relațiile (15) ... (17) și componentele

$$\begin{aligned}
\underline{Z}_{d_M} &= \frac{1}{3}(\underline{d}_{I_1}\underline{Z}_{23} + \underline{d}_{I_2}\underline{Z}_{31} + \underline{d}_{I_3}\underline{Z}_{12}) \\
\underline{Z}_{iM} &= \frac{1}{3_{-I_i}}(\underline{i}_{I_1}\underline{Z}_{23} + \underline{i}_{I_2}\underline{Z}_{31} + \underline{i}_{I_3}\underline{Z}_{12}) \qquad (26) \\
\underline{Z}_{h_M} &= \frac{1}{3_{-I_h}}(\underline{h}_{I_1}\underline{Z}_{23} + \underline{h}_{I_2}\cdot\underline{Z}_{31} + \underline{h}_{i_3}\underline{Z}_{12}),
\end{aligned}$$

denumite impedanțele de secvență corespunzătoare cuplajului.

Relațiile (24), (25) permit introducerea a trei scheme monofazate echivalente de secvență directă, inversă și homopolară (fig. 3). Această posibilitate nu este menționată în literatura de specialitate care analizează astfel de circuite.

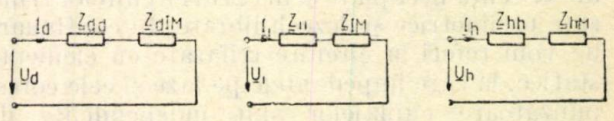


Fig. 3. Schemele de secvență în cazu l circuitelor trifazate ce prezintă cuplaje magnetice.

Între impedanțele de secvență definite mai sus cu ajutorul fazorilor de nesimetrie există relații de legătură, care se stabilesc după cum urmează :

— În absența cuplajului magnetic dintre faze avem :

$$\begin{aligned}
\underline{Z}_{i_1} &= \frac{\underline{U}_{i_1}}{\underline{I}_{i_1}} = \frac{\underline{\varepsilon}_{U_i}\underline{U}_{d_1}}{\underline{\varepsilon}_{I_i}\underline{I}_{d_1}} = \frac{\underline{\varepsilon}_{U_i}}{\underline{\varepsilon}_{I_i}}\cdot\underline{Z}_{dd} \\
\underline{Z}_{hh} &= \frac{\underline{U}_h}{\underline{I}_h} = \frac{\underline{\varepsilon}_{U_h}\underline{U}_{d_1}}{\underline{\varepsilon}_{I_h}\underline{I}_{d_1}} = \frac{\underline{\varepsilon}_{U_h}}{\underline{\varepsilon}_{I_h}}\cdot\underline{Z}_{dd}
\end{aligned} \qquad (27)$$

din care rezultă :

$$\underline{Z}_{dd} = \frac{\underline{\varepsilon}_{I_i}}{\underline{\varepsilon}_{U_i}} \cdot \underline{Z}_{ii} = \frac{\underline{\varepsilon}_{I_h}}{\underline{\varepsilon}_{U_h}} \underline{Z}_{hh}$$

— Această relație este aceeași și cînd între faze există cuplaje magnetice, adică :

$$\underline{Z}'_{dd} = \frac{\underline{\varepsilon}_{I_i}}{\underline{\varepsilon}_{U_i}} \cdot \underline{Z}'_{ii} = \frac{\underline{\varepsilon}_{I_h}}{\underline{\varepsilon}_{U_h}} \cdot \underline{Z}'_{hh} \qquad (28)$$

3. Relații între factorii și fazorii de nesimetrie ai curenților și tensiunilor

Nesimetria curenților din circuitul trifazat este determinată de nesimetria tensiunilor de alimentare, de dezechilibrul impedanțelor pe cele trei faze, precum și de inegalitatea impedanțelor de cuplaj între faze. Ca urmare, între factorii și fazorii de nesimetrie ai curenților și ai tensiunilor trebuie să existe relații de legătură, care se stabilesc în continuare.

Ne referim mai întîi la circuitul fără cuplaje între faze, pentru care, avînd în vedere relațiile (4), (5), (15) ... (17) și (19) ... (21) se obțin :

$$\underline{\varepsilon}_{U_i} = \frac{\underline{Z}_{ii}\underline{I}_{i_1}}{\underline{Z}_{dd}\cdot\underline{I}_{d_1}} = \frac{\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{a}\,\underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3}{\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3}, \qquad (29)$$

$$\underline{\varepsilon}_{U_h} = \frac{\underline{Z}_{hh}\cdot\underline{I}_h}{\underline{Z}_{dd}\cdot\underline{I}_{d_1}} = \frac{\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{a}\,\underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3}{\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3},$$

respectiv

$$\underline{\varepsilon}_{I_1} = \frac{\underline{Y}_{ii}\underline{U}_{i_1}}{\underline{Y}_{dd}\underline{U}_{d_1}} = \frac{\underline{c}_{U_1}\underline{Y}_1 + \underline{a}\,\underline{c}_{U_2}\underline{Y}_2 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{U_3}\underline{Y}_3}{\underline{c}_{U_1}\underline{Y}_1 + \underline{c}_{U_2}\underline{Y}_2 + \underline{c}_{U_3}\underline{Y}_3}, \qquad (30)$$

$$\underline{\varepsilon}_{I_h} = \frac{\underline{Y}_{hh}\underline{U}_h}{\underline{Y}_{dd}\underline{U}_{d_1}} = \frac{\underline{c}_{U_1}\underline{Y}_1 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{U_2}\underline{Y}_2 + \underline{a}\,\underline{c}_{U_3}\underline{Y}_3}{\underline{c}_{U_1}\underline{Y}_1 + \underline{c}_{U_2}\underline{Y}_2 + \underline{c}_{U_3}\underline{Y}_3}$$

În cazul existenței cuplajelor între faze, relațiile (28) se completează cu operatorii de forma (7) astfel :

$$\underline{\varepsilon}_{U_i} = \frac{\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{a}\,\underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3 + \underline{i}_{I_1}\underline{Z}_{23} + \underline{i}_{I_2}\underline{Z}_{31} + \underline{i}_{I_3}\underline{Z}_{12}}{\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3 + \underline{d}_{I_1}\underline{Z}_{23} + \underline{d}_{I_2}\underline{Z}_{31} + \underline{d}_{I_3}\underline{Z}_{12}} \qquad (31)$$

$$\underline{\varepsilon}_{U_h} = \frac{\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{a}^2\,\underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3 + \underline{h}_{I_1}\underline{Z}_{31} + \underline{h}_{I_2}\underline{Z}_{31} + \underline{h}_{I_3}\underline{Z}_{12}}{\underline{c}_{I_1}\underline{Z}_1 + \underline{c}_{I_2}\underline{Z}_2 + \underline{c}_{I_3}\underline{Z}_3 + \underline{d}_{I_1}\underline{Z}_{23} + \underline{d}_{I_2}\underline{Z}_{31} + \underline{d}_{I_3}\underline{Z}_{12}}$$

4. Folosirea factorilor și fazorilor de nesimetrie la calculul unui scurtcircuit monofazat

Considerăm că apariția unui scurtcircuit monofazat în rețeaua electrică este precedat de un alt deranjament care a provocat nesimetria tensiunilor (defect dublu). Ne propunem să calculăm tensiunile nesimetrice după apariția acestui defect. Dacă nulul rețelei este tratat printr-un rezistor cu rezistență R_N, arunci componentele de secvență ale curentului de scurtcircuit se calculează [6] în funcție de componentele de secvență ale tensiunilor existente la locul de defect în momentul apariției scurtcircuitului cu relația :

$$\underline{I}_d = \underline{I}_i = \underline{I}_h \frac{\underline{U}_{dx}\,(1 + \underline{\varepsilon}_{U_{xi}} + \underline{\varepsilon}_{U_{xh}})}{\underline{Z}_{d_e} + \underline{Z}_{i_e} + \underline{Z}_{h_e} + 3\,(R + R_N)}, \qquad (32)$$

unde R este rezistența de trecere la locul de defect, iar $\underline{Z}_{d_e}$, $\underline{Z}_{i_e}$ și $\underline{Z}_{h_e}$ sînt impedanțele de secvență echivalente ale generatoarelor de tensiune la care se reduce rețeaua față de locul de defect.

După apariția scurtcircuitului, tensiunile la locul de defect devin :

$$\underline{U}'_{d_x} = \underline{U}_{d_x} - \underline{Z}_{d_e}\underline{I}_d,\ \underline{U}'_{i_x} = \underline{Z}_{i_e}\underline{I}_i,\ \underline{U}'_{h_x} = \underline{Z}_{h_e}\underline{I}_h, \qquad (33)$$

cu care se obțin următoarele expresii ale factorilor de nesimetrie :

$$\underline{\varepsilon}'_{U_{xi}} = \frac{\underline{Z}_{d_e} + \underline{Z}_{h_e} + 3(R + R_N)\underline{\varepsilon}_{U_{xi}} - \underline{Z}_{i_e}(1 + \underline{\varepsilon}_{U_{xh}})}{\underline{Z}_{d_e} + \underline{Z}_{i_e} + 3(R + R_N) - \underline{Z}_{d_e}(\underline{\varepsilon}_{U_{xi}} + \underline{\varepsilon}_{U_{xh}})} \qquad (34)$$

$$\underline{\varepsilon}'_{U_{xh}} = \frac{\underline{Z}_{d_e} + \underline{Z}_{i_e} + 3(R + R_N)\underline{\varepsilon}_{U_{xh}} - \underline{Z}_{h_e}(1 + \underline{\varepsilon}_{U_{xi}})}{\underline{Z}_{i_e} + \underline{Z}_{h_e} + 3(R + R_N) - \underline{Z}_{d_e}(\underline{\varepsilon}_{U_{xi}} - \underline{\varepsilon}_{U_{xh}})}$$

Apoi, cu relații de forma (6) se calculează $\underline{c}'_{U_{x_1}}$, $\underline{c}'_{U_{x_2}}$ și $\underline{c}'_{U_{x_3}}$, respectiv cu relațiile (9) se obțin tensiunile la locul de defect după apariția scurtcircuitului :

$$\underline{U}'_{1x} = \underline{c}'_{U_{x_1}}\underline{U}_{d_x};\quad \underline{U}'_{2x} = \underline{c}'_{U_{x_2}} \cdot \underline{U}_{d_x};\quad \underline{U}'_{3x} = \underline{c}'_{U_{x_3}}\underline{U}_{d_x} \qquad (35)$$

Considerînd că scurtcircuitul a apărut pe faza 1, curentul de scurtcircuit monofazat se determină cu relația :

$$\underline{I}_{1sc} = \frac{\underline{U}'_{1x}}{\underline{Z}_t}, \qquad (36)$$

unde $\underline{Z}_t = R$ este impedanța de trecere la locul de defect.

În continuare se pot determina curenții longitudinali la locul de defect și fazorii de nesimetrie datorați cuplajelor. Deci se pot determina parametrii schemelor de secvență echivalente din figura 3. Menționăm că astfel de scheme pot fi realizate fizic în laborator, putînd fi utilizate de exemplu la verificarea protecțiilor.

Concluzii

Factorii și fazorii de nesimetrie definiți în prezenta lucrare, contribuie la dezvoltarea și completarea cu noi aspecte a metodei componentelor simetrice de calcul a rețelelor trifazate. Deoarece prin utilizarea factorilor și fazorilor de nesimetrie schemele de secvență devin independente și, în cazul în care receptorul trifazat este dezechilibrat, reproducerea acestora în laborator este mai simplă. Acest avantaj este important atunci cînd se utilizează metoda modelizării în studiul regimurilor de avarie dintr-o rețea electrică și atunci cînd se dorește reproducerea unor regimuri de avarie în vederea verificării protecțiilor. De asemenea, factorii și fazorii de nesimetrie permit calculul defectelor multiple și în cazul în care acestea nu sînt simultane.

BIBLIOGRAFIE

[1] Antoniu, I. S. *Chestiuni speciale de electrotehnică*, Ed. Acad. RPR, București, 1956.

[2] Antoniu. I. S. *Bazele electrotehnicii*, vol. II. E.D.P. București, 1974.

[3] Mocanu, C. I. *Teoria circuitelor electrice*. E.D.P. București, 1979.

[4] Sora, C. *Bazele electrotehnicii*. E.D.P. București, 1982.

[5] Klark, E. *Analiza circuitelor și sistemelor electroenergetice*. Ed. Tehnică, București, 1975.

[6] Bogoevici, N., Toader, D. *Nesimetria tensiunilor la o rețea electrică trifazată în regim de scurtcircuit monofazat*. Simpozionul național de rețele electrice, Timișoara, oct. 1984.

[7] Toader, D. *Contribuții privind studiul defectelor de tipul conductor întrerupt și căzut la pămînt, în rețele electrice de medie tensiune*. Teză de doctorat, I. P. Timișoara, 1986.

[8] Bercovici, M., Arie, A. *Aplicarea unor operatori de ortogonalitate pentru determinarea defectelor nesimetrice, multiple în rețele electrice*. În: Studii și cercetări de energetică și electrotehnică, nr. 2. 1968, p. 403.

(Primit la 30 noiembrie 1993, acceptat la 6 iunie 1993)

Din istoria energeticii

STÎLPI PENTRU LINIILE ELECTRICE AERIENE

prof. emerit inginer CONSTANTIN DINCULESCU

După evaluări preliminare făcute de noi în anul 1950, am ajuns la concluzia că pentru realizarea electrificării țării noastre era necesar să scoatem din pădurile noastre cîte 10 mii de stîlpi din lemn pe an, ceea ce ar fi pus pădurile în grea situație față de creșterea anuală mai redusă.

Pentru liniile de tensiune mai înaltă 60—100 kV, consilierii sovietici stăruiau asupra suporturilor formate din mai multe bucăți de stîlp din lemn, asamblate prin buloane și pene.

Noi am ales altă soluție, a stîlpilor din beton armat centrifugat, cu toate că nu exista practica lor în țara noastră.

Este meritul I.S.P.E.-ului că a răspuns la această nevoie a economiei noastre, prin calcule și soluții constructive corespunzătoare, și meritul inginerului profesor Costache Popovici, mare tehnolog, care plecînd de la o informare foarte sumară adusă dintr-o vizită în Elveția de ing. Nicolae Gheorghiu, a întocmit tehnologia de fabricație și a realizat instalația industrială pentru construirea stîlpilor din beton armat centrifugat, cu care s-a rezolvat complet problema stîlpilor pînă la tensiunea de 110 kV și înălțimea de 15 metri.

Prin rezolvarea acestei probleme s-a realizat un export de inteligență românească în U.R.S.S., care a cerut și a primit de la țara noastră documentația necesară.

În lucrare este propus un sistem de balizare luminoasă cu cromaticitate variabilă, funcție de panta de observație, folosind principiul modificării frecvenței semnalului cu unghiul de emergență și dispersie al fasciculului, pe suprafețele de separație dintre mediile transparente (oglinzi, filtre, dispersoare). În acest scop suprafețele se acoperă cu paturi transparente multistrat, cu distanța dintre straturi constantă și dependentă de frecvența dorită.

Se recomandă utilizarea sistemului de semnalizare interferențială pentru balizarea aeroporturilor, heliporturilor, bazelor navale și autostrăzilor, pentru fiecare caz în parte specificîndu-se principiile de realizare.

În final se relevă superioritatea sistemului propus față de cel clasic, în ceea ce privește economia de energie, perturbațiile minime în rețea, simplitatea conectării, etanșării, controlului, randamentului optic și dinamismului.

Balizarea interferențială

Fiz. CONSTANTIN ION*

Our purpose is to improve the specific great area lighting systems, starting from the principle of the angular monocromaticity of light, through the multicoated thin layers, sprayed on the optic separating surfaces of the light units. These special units perform fine chromatic dynamism along the visual angle of the pilots, distance and site, each lamp being equivalent to an entire multichrome system.

The light frequency is a close function of the constant of the multicoated layer and the exit angle of the lighting spot, which vary in coulor with vary in colour with that angle.

Easy to produce, dynamic for informating codes, this interferential system is available for airports, heliports, harbours, highways, in each case specific considerations being made.

Finally, the superiority of this non classic lighting system, concerning the les power used, connection, control and stability , is well poved.

Descriptori : balizare interferențială, transporturi

Argumente pentru o balizare interferențială

Sistemele de semnalizare și balizare luminoasă din zona transporturilor suferă în modurile de prezentare actuale de un nivel relativ scăzut de dinamism în raport cu rata traficului aflată în permanentă creștere.

Se poate ridica astfel problema mobilității informației optice receptate, adaptată la viteza de deplasare, ca factor de atenuare a inerției psihice la monotonie, în primul rînd, cît și la amplificarea cantității de semnal pentru același timp de recepție.

* Baza de Deservire Tehnică și Reparații Aeroportuare București-Otopeni.

Factorul spectacular crescut ar putea conduce, de asemenea, la îmbunătățirea atît fizică, cît și psihică a siguranței traficului.

În această ordine de idei formulăm propunerea utilizării interferenței ca factor de cromatizare spațială a luminii albe de semnalizare, funcție de unghiul de vedere.

Astfel o depunere multistrat, subțire și uniformă, cu distanță interstrat corelată cu culoarea dorită la un anumit unghi, poate conduce la realizarea unor balizări conforme cu cerințele expuse mai sus.

Cîteva considerații fizice de principiu vor fi prezentate la sfîrșit, urmînd a fi completate tehnologic într-o lucrare separată.

Pătura multistrat poate fi depusă pe una din suprafețele transparente ale corpului de iluminat sau în interiorul volumului de sticlă al acesteia, prin placare. Cealaltă suprafață, rămasă liberă, poate fi amenajată ca element dispersiv sau ca lentilă Fresnel.

Corpul de iluminat va genera o culoare fundamentală în planul orizontal care conține axa optică a aparatului și culori secundare pe diferite diedre raportate la planul principal și centrate pe mediatoarea orizontală a filtrului multistrat. Lumina frontală va fi de culoare standard, iar de-a lungul altor unghiuri, culorile diferite vor putea suferi codificări suplimentare.

Culorile și locațiile lor pot fi stabilite prin construcție.

Balizarea aeroporturilor

Aeroporturile sînt prevăzute cu sisteme complexe de corpuri de iluminat de tipuri diferite, grupate de o parte și alta a pistelor de decolare-aterizare, de-a lungul axelor acestora și la capetele lor, în arii luminoase de culori și intensități diferite, codificate standard, conform normelor internaționale pentru aviație O.A.C.I. (Organizația Aviației Civile Internaționale — O.A.C.I.).

Balizajul fiind integral vizibil de la distanțe mari de aeroport, culorile variabile lent și suficient de discret vor putea fi codificate astfel încît să se realizeze împărțirea cîmpului de apropiere în două sau trei zone, marcate în mod diferit din punctul de vedere al distribuției culorilor, fără a afecta cromatica internațional acceptată. Prin acceptarea generală a unor distribuții standard, asimilate de echipaje, informația de zbor obținută va fi mult superioară calitativ și cantitativ celei clasice, care are o singură configurație cromatică. Echipajul va putea observa la diferite distanțe, evident mai importante, porțiuni întregi ale covoarelor de balizaj, virînd culoarea suficient de brusc și de simetric pentru a oferi informația propusă într-o formă eficientă și agreabilă. Efectul de orgă va avea loc, de asemenea, la înălțimi diferite în cadrul aceleiași zone codate, în baza variației mărimii diedrului azimutal cu altitudinea.

Zonele cromate pot fi ordonate după distanțe și înălțimi, astfel încît să se obțină distribuții optime, atît din punct de vedere utilitar, cît și psihic. O propunere completă de codificare a unui sistem de balizaj aeroportuar va constitui obiectul viitoarei lucrări tematice.

Efectul informativ al sistemului propus va fi incomparabil mai eficient decît cel clasic, în special în condiții de vizibilitate redusă sau trafic intens.

Balizarea eliporturilor

Principiul enunțat pentru aeroporturi se aplică și pentru balizarea traseelor elicopterelor, cu o singură remarcă datorită specificității aterizării și decolării acestora.

Astfel, ținînd cont de faptul că elicopterele se desprind de sol și iau contact cu acesta vertical, se pot realiza covoare cromatice formate din cercuri concentrice cu variație lentă la înălțimi mari și din ce în ce mai rapidă la apropierea de sol, obținîndu-se astfel o codificare dinamică a punctelor fixe de aterizare, care va furniza informații complete despre poziție și altitudine fără a necesita echipamente electronice speciale.

Balizarea rutieră

Căile rutiere pot fi dotate cu un sistem de semnalizare deosebit de eficient, spectaculos și ieftin, utilizînd principiul virajului interferențial al culorilor în plan vertical și orizontal. Balizele rutiere vor fi dotate cu vizoare prismatice dispuse vertical și orizontal sau cu rastere prismatice de tip Fresnel.

Dispunerea lor va fi făcută în așa fel încît să se obțină variații bruște sau lente ale culorilor de bază, simultan cu variațiile orizontale sau verticale ale unghiului de vizibilitate al pilotului.

Este incomparabil superioară vizualizarea pantelor sau serpentinelor cu corpuri de iluminat variabile cromatic în raport cu semnalizatoarele rutiere clasice cu lumină reflectată. Efectul de orgă va conferi curbelor periculoase un caracter dinamic, eliminînd inerția psihică în cazul rulajului de lungă durată. Se vor putea ilustra cu culori calde, deplasate spre roșu, unghiurile de vizibilitate periculoase și cu restul spectrului unghiurile sau zonele de siguranță. Pentru aceasta, vizoarele prismatice vor fi așezate în poziție verticală. Pantele cu vizibilitate redusă vor fi abordate cu multă siguranță în prezența lămpilor cu culoare variabilă, ele putînd fi identificate și evaluate cromatic de la distanță din punctul de vedere al gradului de pericol. În această situație prismele vor fi așe-

zate orizontal, eventaiul de culori desfăcîndu-se vertical.

Gradul de siguranţă al traficului rutier va fi sporit considerabil prin utilizarea semnalizării interferenţiale, în special pe timp de noapte, cînd dinamismul cromatic capătă o importanţă deosebită.

În această ordine de idei se vor putea optimiza şi omologa diverse coduri de culori, acordate cu gradul de logică, percepţie, utilitate şi spectaculozitate la nivelul psihicului uman.

Balizarea navală

Balizarea căilor navale poate căpăta o personalitate deosebită utilizînd efectul interferenţial, ţinînd cont de gradul înalt de dificultate al manevrelor navale la nivel de radă sau de ecluză, în special pe timp de noapte. Efectul este cu atît mai pregnant ţinînd cont de deformarea luminii semnalizatoarelor clasice datorită reflexiilor pe suprafaţa apei. Denaturarea informaţiei astfel modificată poate fi compensată prin dinamism cromatic.

Se transferă astfel codului de culori mobil capacitatea de a releva distanţa, poziţia şi unghiul de vizualizare a cotului fluvial, ecluzei sau danei.

Codificările cromatice vor fi simetrice şi asamblate pe grupe masive de corpuri de iluminat. Vor fi optimizate ţinînd cont de distanţe, poziţii şi desfacerea prin reflexie a fasciculului luminos pe suprafaţa apei. Amplasarea dispozitivelor interferenţiale în balize va fi conformă cu codurile omologate ţinînd cont de principiile optice enunţate.

Dublînd dispozitivele interferenţiale cu prisme, prin depunere sau placare, se vor putea obţine devieri ale fasciculului util la nivelul apei prin prisme, evitînd în mare parte reflexiile la nivelul apei şi mirajele aferente. Atenuarea inerţiei psihice micşorează, de asemenea, riscurile navigatorului. Scăderea riscului mirajului este analogă traficului rutier.

Este de la sine înţeles că balizarea interferenţială se aplică numai la traficul naval fluvial sau portuar.

Consideraţii fizice

La baza mobilităţii cromatice interferenţiale stă un principiu fizic simplu, şi anume corelarea diferenţei de drum optic al unei raze luminoase faţă de reflectata ei şi interferenţa lor constructivă sau distructivă. Raza luminoasă face parte din fasciculul plan-paralel generat de o sursă punctiformă sau liniară, fascicul aliniat de un sistem reflectant cu pînză parabolică. Reflexia razelor de lumină albă are loc pe suprafeţele paralele ale păturii transparente multistrat depuse sau placate pe suport inert optic din sticlă sau material plastic nepolarizant. Raza luminoasă albă este un pachet de frecvenţe cromatice acoperind practic întreg spectrul. Selectînd o rază albă din fasciculul paralel vom urmări traseul ei pînă la suprafaţa unui plan cristalin pe care se reflectă şi la retur va intersecta o altă rază din fascicul, directă sau reflectată. Cele două raze vor fi parcurs pînă la intersecţie drumuri diferite, existînd astfel o diferenţă de drum (d) calculată funcţie de distanţa constantă dintre straturile cristaline (a) şi unghiul de incidenţă a razei (u) după relaţia :

$$d = 2 \times a/\cos u.$$

Raza albă conţine un pachet de lungimi de undă continuu.

Dacă interferă două raze de o anumită lungime de undă a căror diferenţă de drum este multiplu par al semilungimii de undă semnalul se însumează, celelalte frecvenţe componente ajungînd la extincţie.

Obligînd fasciculul alb să cadă sub un anumit unghi pe pătura multistrat vom obţine prin monocromatizare interferenţială o anumită culoare.

De asemenea, producînd un fascicul cu raze de orientări diferite vom putea selecta pe baza aceluiaşi principiu o anumită culoare de-a lungul unei anumite direcţii de vizualizare, cu posibilităţi de a obţine practic întreg spectrul sub unghiuri diferite şi stabile astfel pe frecvenţă.

Fasciculul obţinut nu este totuşi perfect monocromat, deoarece extincţia completă se obţine numai la diferenţe de drum multipli impari de semilungimi de undă.

Purificarea culorilor se obţine tratînd în mod special stratul multiplu depus pe suportul optic inert.

S-a obţinut astfel variaţia mai mult sau mai puţin discretă, funcţie de tehnologii, a culorii unui fascicul luminos obişnuit, după unghiul de vizualizare.

Argumente energetice

Randamentul este, din punct de vedere calitativ şi informaţional, cu mult superior instalaţiilor clasice, indiferent de tip. Acest lucru este logic, ţinînd cont de faptul că un singur corp luminos echivalează, datorită dinamismului său, cu un întreg ansamblu de lămpi obişnuite, care necesită, fiecare, alimentare, acţionare şi dirijare. În aceeaşi ordine de idei, conectarea la sursa de alimentare este incomparabil mai simplă, deoarece sînt necesare cantităţi mult

mai mici de cabluri și comutatoare, fapt care asigură perturbații minime în rețeaua de alimentare și control și o economie de energie consistentă, în special în cazurile de balizaj de mari dimensiuni, cum sînt echipamentele aeronautice și navale. Pierderile de lumină sînt micșorate datorită numărului mult redus de suprafețe transparente și dispersive, ceea ce concură la economisirea energiei, avantaj care mai survine și din gradul superior de etanșare specifică și din riscul minim de avarie la aceeași cantitate de informație luminoasă.

CONCLUZII

Se demonstrează gradul înalt de simplificare al unui echipament de balizare interferențială față de unul clasic, ținînd cont de multipla informație cromatică, puternic codificabilă în raport cu distanța, unghiul de vedere și poziția observatorului, informație oferită de un singur corp din sistem, care devine astfel generator de semnal dinamic cu toată fixitatea poziției sale.

BIBLIOGRAFIE

[1] Bădărău, E. *Optica ondulatorie*, Curs editat de Universitatea București, 1948

[2] Asami, Y., Hori, T. Revista „NATURE" nr. 981, S.U.A.

[3] Ditchpurn, R. W. *Light*. Ed. Blackie & Son Ltd., London, 1983

(Primit la 2 iulie 1992, acceptat la 1 aprilie 1993)

Din energetica mondială

HYDRO-QUÉBEC: REZULTATE DEOSEBITE PRIN APLICAREA PROGRAMULUI DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ

Acum doi ani, Hydro-Québec lansa **Proiectul său de eficacitate energetică**. Rezultatele obținute pînă în prezent sînt foarte încurajatoare.

Trei programe sînt destinate consumatorilor casnici. **Programul Ecokilo** a permis deja unui număr de 850000 de consumatori să-și analizeze consumurile lor energetice. Aceștia au răspuns unui chestionar pregătit de Hydro-Québec și au primit un raport de analiză individualizată a consumului lor, raport însoțit de sfaturi și căi de economisire.

Programul Econos, elaborat în colaborare cu fabricanții și vînzătorii de utilaje și accesorii, încearcă să încurajeze consumatorii să cumpere utilaje și accesorii ce economisesc energia. În prezent s-au înregistrat cel puțin 1 100 000 vînzări suplimentare de acest fel, în raport cu anul ce a precedat intrarea în vigoare a programului.

În plus, Hydro—Québec a pus în aplicare șase programe destinate creșterii gradului de cooperare cu comerțul, industria și alte ramuri economice. Aceasta a dus la realizarea a 1740 de analize energetice ale clădirilor, instalarea a mai mult de 1 milion de sisteme de iluminat eficace și instalarea a 3700 de motoare electrice cu un randament ridicat. Hydro—Québec prevede ca în următorii trei ani 303 000 de sisteme de iluminat să utilizeze lămpi cu sodiu.

Două dintre cele șase programe au fost lansate înaintea Proiectului de eficacitate energetică. Acestea au permis asistarea industriei pentru realizarea a 324 de electrotehnologii și punerea în practică a 40 de contracte speciale de furnizare a energiei electrice cu întreprinderi mari consumatoare. Aceste contracte permit Hydro—Québec să cumpere la un tarif special electricitatea întreprinderilor care se angajează să suspende temporar anumite activități în timpul perioadelor de vîrf.

- *Beneficiul net al Hydro—Québec este în scădere*

Pe primele 9 luni ale anului 1992, beneficiul net a atins 343 mil. de $ canadieni. În ciuda unor creșteri ale vînzărilor, acest rezultat reprezintă o scădere de 41 mil. de $ în raport cu beneficiul net pentru aceeași perioadă a anului 1991.

- *Planul de dezvoltare a Hydro-Québec este supus dezbaterii opiniei publice*

Pe 10.12. 1992, Hydro-Québec a făcut publică propunerea sa pentru planul de dezvoltare pentru 1993—1995, rezultat în urma unor stu-

dii de aproape un an de zile. Această propunere va fi larg difuzată în cursul lunilor următoare și va face obiectul unei dezbateri publice în comisia parlamentară în luna martie 1993.

• *O întreprindere în dialog*

Punerea în practică a propunerii planului de dezvoltare a fost asociată cu o vastă acțiune de consultare publică și dialog cu clientela. Într-un document ce însoțește propunerea se publică raportul de consultare a opiniei publice.

• *Intreprinderea își oferă serviciile*

În scopul satisfacerii pe deplin a cerințelor exprimate de populație, clientelă și instituții, Hydro—Québec aderă la principiul calității totale : se angajează astfel să satisfacă în totalitate clientul și la cel mai scăzut preț. În acest scop, Hydro—Québec își va urma eforturile în vederea ameliorării serviciilor acordate clientelei și calitatea produsului. Pentru aceasta sînt puse în aplicare diferite programe care să personalizeze (individualizeze) relația cu clientela, să o asiste pe aceasta în gestionarea eficace a consumurilor, să amelioreze continuitatea serviciilor și să asigure o stabilitate mai bună în asigurarea cu energie.

La sfîrșitul anului 1990, Hydro—Québec lansa acțiunea **„Sfidarea performanței”**, ce urmărea asigurarea adeziunii personalului la preceptele gestionării totale a calității. S-au intensificat măsurile pentru punerea în valoare a însușirilor personalului. În plus, o regîndire în profunzime a structurilor va permite Hydro-Québec să-și apropie centrele de decizie cît mai mult posibil de clienți.

• *Opțiuni pe termen lung pentru a administra cererea și oferta de energie*

În scopul menținerii unui echilibru în ceea ce privește cererea și oferta, Hydro-Québec propune o analiză a diferitelor combinații de opțiuni ce ar putea fi anvizajate, ca și principalele lor impacturi economice, umane și ecologice. Astfel, în materie de ofertă, mijloacele evaluate sînt economiile de energie anuale, energia produsă hidroelectric, termic, în cogenerare și eolian. În ceea ce privește dezvoltarea pieței, opțiunile considerate sînt promovarea electrotehnologiilor, implantarea industriilor cu un consum important și exporturile.

Ținînd cont totodată de nevoile exprimate prin consultarea publică și prin analiza diferitelor combinații de opțiuni, Hydro-Québec propune orientări care îi vor permite să mențină pe termen lung echilibrul între ofertă și cererea de energie în modul cel mai avantajos posibil pentru clientela sa și pentru ansamblul colectivității.

• *Mijloacele propuse pentru satisfacerea cerințelor viitoare de energie electrică*

Hydro-Québec își propune să recurgă cu prioritate la ameliorarea rețelei existente și la economia de energie pentru a răspunde cererii, numai în cazurile în care aceste măsuri implică un cost egal sau inferior celui cerut de instalarea a noi echipamente de producție.

Vor fi încurajate măsurile ce conduc la economisirea energiei și al căror cost este inferior costului marginal vizînd furnizarea energiei. În acest sens Hydro-Québec își menține în vigoare obiectivul ca în anul 2000 economiile de energie să ajungă la cifra de 9,3 TWh. Obiective mai ambițioase ar favoriza punerea în practică a unor măsuri deocamdată nerentabile. Hydro-Québec va da prioritate mai curînd supraechipării instalațiilor existente, gestionării consumului și utilizării de interconexiuni cu rețelele energetice vecine decît montării de grupuri noi pentru a răspunde necesităților de consum la vîrf.

De altfel, pentru a răspunde creșterii anuale a cererii, estimată la 1,8% (luînd în calcul și economiile posibile de energie), Hydro-Québec va da prioritate hidroenergeticii ca filieră principală de producție. Această opțiune a fost bine spirjinită de grupurile publice consultate.

În același timp, Hydro-Québec va pune la punct producerea energiei termice pe bază de deșeuri și biomasă forestieră (centrale cu ciclu combinat), precum și cogenerarea (producție combinată de energie electrică și termică), folosind gazul natural. Se va studia un program de construcție a unor centrale hidroelectrice de anvergură medie. Se prevede realizarea unui program de demonstrație a eficacității unor grupuri eoliene în zone izolate. În acest scop, sînt așteptate ofertele investitorilor privatizați.

• *Dezvoltarea piețelor*

Hydro—Québec propune trei opțiuni pentru dezvoltarea piețelor de energie.

Mai întîi, Hydro-Québec va favoriza aplicarea electrotehnologiilor ce permit întreprinderilor obținerea celui mai bun randament energetic și a unor produse de cea mai bună calitate.

Apoi, Hydro-Québec va încuraja, bine direcționat și limitat, industriile mari consumatoare de energie electrică. Dezvoltarea propusă, care corespunde la 180 MW suplimentări, nu va avea decît un impact slab asupra costurilor de furnizare a energiei și va contribui la dezvoltarea industrială.

În fine, Hydro-Québec propune favorizarea dezvoltării pieței de export, care să atingă spre anul 2004 valoarea de 1500 MW.

• *Decizii care trebuie luate pînă în anul 1995*

Cererile de energie electrică prevăzute pentru perioada 1996—2000 vor necesita luarea

unor decizii ce se vor traduce prin punerea în funcţiune a unor noi centrale. Lucrările de la Laforge—două au debutat în toamna 1992—şi decizii privind Eastmain-1 şi Haut — Saint Maurice trebuie luate în 1993 şi, cel mai curînd, în 1995.

Pentru perioada 2006—2010 nici o decizie nu se impune înainte de 1995—1996. Orientările propuse pentru menţinerea echilibrului între ofertă şi cerere necesită investiţii de 32,9md. $ pe perioada 1993—2002.

• *Modernizarea structurii tarifare*

Ca urmare a consultărilor şi întîlnirilor publice cu clienţii săi, Hydro-Québec propune o modernizare a structurii tarifare care să favorizeze economiile de energie şi gestionarea consumurilor.

Chiar din primele luni ale acestui an Hydro-Québec ar putea introduce tarifarea sezonieră pentru consumatorii de puteri mari, iar pentru consumatorii casnici un tarif diferenţiat, funcţie de ora la care are loc consumul.

În acelaşi timp, pentru a menţine avantajul concurenţial al furnizării de energie electrică, Hydro-Québec se angajează ca mărirea medie a tarifului să nu o depăşească pe cea a inflaţiei pentru perioada 1993—2000.

• *Două procente din cifra de afaceri vor fi destinate cercetării şi dezvoltării*

Din 1988, Hydro-Québec a prevăzut 1,7 ÷ 1,9% din cifra sa de afaceri pentru activităţi legate de cercetarea şi dezvoltarea instituţiei. Din prezent şi pînă în anul 2000 cifra acordată se majorează la două procente.

Se vor avea în vedere, în principal, următoarele :

— tehnologii care să crească randamentele energetice ;

— instrumente de gestionare a reţelelor ;

— studierea fenomenelor de îmbătrînire a echipamentelor ;

— întreţinerea preventivă ;

— instrumente de planificare şi de concepţie ale instalaţiilor energetice ;

— elaborarea unor măsuri care să diminueze impactul asupra mediului înconjurător.

Pe termen lung, se vor întări eforturile depuse în domeniile : robotică, supraconductivitate, acumulatori cu electrolit polimer, folosirea hidrogenului, fuziunea nucleară, energia eoliană şi pilele fotovoltaice.

Toate aceste acţiuni se vor face colaborînd cu parteneri universitari, industriali şi guvernamentali.

• *Protejarea mediului şi responsabilităţile sociale*

Hydro-Québec se angajează să asigure ca produsele folosite în exploatarea şi întreţinerea reţelei sale să nu aibă un impact negativ asupra mediului şi asupra sănătăţii populaţiei. Instituţia înţelege să micşoreze aceste riscuri printr-o gestionare resonsabilă a tuturor materialelor susceptibile de a pune în pericol sănătatea vieţuitoarelor şi a plantelor. Se vor urmări în continuare eforturile de prevenire şi sensibilizare a opiniei publice pentru promovarea sporită a respectării regulilor de securitate în apropierea instalaţiilor energetice.

Hydro-Québec se angajează totodată să reducă efectele dăunătoare produse de instalaţiile sale şi să favorizeze o integrare vizuală superioară în mediul înconjurător. Politica gestionării rezervelor de apă va ţine cont şi de cerinţele altor utilizatori.

Traducere şi adaptare : ing. SORIN MUNTEANU — RENEL
Serviciul Relaţii cu Publicul

ASPECTE ALE PRIMELOR ÎNCEPUTURI ALE ÎNVĂȚĂMÎNTULUI SUPERIOR ELECTROTEHNIC ȘI ELECTROENERGETIC ÎN MOLDOVA

Motto: Singura „eternitate" acceptată de istorie este aceea a creațiilor spirituale

MIRCEA ELIADE

1. Primele forme de învățămînt superior în Moldova

Istoria școlii superioare din Moldova începe cu Școala Palatină de la Suceava, atestată documentar în timpul domniei voievodului Alexandru cel Bun (1400—1432) [1].

Învățămîntul superior, relativ public, în această parte estică a României, începe în anul 1562 prin Școala latină de la Cotnari, organizată de domnitorul Ion Despot Heraclides, fost profesor de matematică la Academia din Rostok, urmată apoi de Colegiul organizat la Iași în 1639 sub domnia lui Vasile Lupu.

În 1766, domnitorul Grigore III Ghica înființează Academia domnească din Iași, cu limba de predare elină, dotată cu laboratoare și bibliotecă și ale cărei programe de învățămînt erau comparabile cu cele ale universităților străine de prestigiu.

La această Academie și-a desfășurat activitatea didactică și științifică profesorul Nichifor Theotokis, care în 1766 și 1767, publică la Leipzig, în limba greacă, manualul de fizică în sens newtonian.

În anul 1803 se înființează Seminarul de la Socola, lîngă Iași, cu limba de predare română. După anul 1865 în programa acestei școli superioare se introduc și științele.

Gheorghe Asachi (1788—1869), inginer român, cu studii și doctorat la Universitatea din Lvov și cu studii de fizică și matematici la Universitatea din Viena, devine promotorul învățămîntului superior în Moldova și inaugurează în 1814, în cadrul Academiei domnești din Iași, o clasă de inginerie civilă cu toate disciplinele predate în limba română [2].

Treptat, s-a ajuns ca din 1821 limba română să înlocuiească limba greacă în învățămîntul superior din Moldova. Începînd cu anul 1828 învățămîntul superior românesc se desfășoară la Școala Vasiliană din Iași. Această școală trimite, începînd cu anul 1834, la Viena și Luneville (Franța) tineri merituoși, ca bursieri, pentru a se specializa în inginerie, economie și comerț, drept etc.

În 1834 se deschid cursurile superioare din Moldova în noua Academie Mihăileană — după numele domnitorului Mihail Gr. Sturdza. La această Academie, în anul școlar 1838—1839, își începe activitatea ca profesor de înaltă matematică și de fizică teoretică și experimentală, Teodor Stamati (1812—1852). Tînărul moldovean, fost student la Școala Vasiliană, se specializase între 1834—1838 la Universitatea din Viena, unde a obținut doctoratul, bucurîndu-se de îndrumarea fizicianului A. von Ettinghausen și a astronomului J. von Littrow. La Iași, chiar din primii ani de activitate, remarcabilul profesor Stamati se preocupă de dotarea cu aparatură a unui laborator de fizică și inginerie, organizînd primele lecții cu demonstrații experimentale din Principatele Române. Teodor Stamati întreprinde la Iași primele cercetări științifice originale, iar în 1847 publică rezultatele cercetărilor sale de ameliorare a comutației unei mașini electrostatice, la care a obținut o scînteie de 105 mm. De asemenea, face observații meteorologice și studiază eclipsele solare din 1847 și 1851 [3]. Printre lucrările sale cea mai importantă este cursul de fizică pentru colegiu, în limba română, cu termeni tehnici tot în limba română, publicat la Iași în 1849 cu titlul **Fizica elementară** [4].

Acest manual reprezintă prima carte care tratează electricitatea în limba română (a depășit vîrsta de 140 de ani). Manualul, aflat în Biblioteca Academiei Române, este tipărit cu litere chirilice și cuprinde 188 pagini. Materia privind electricitatea este limitată la principalele cunoștințe existente spre mijlocul secolului trecut.

În anul 1859 Moldova și Muntenia se unesc sub domnitorul Al. I. Cuza și formează Statul Național Român. Un an mai tîrziu, în 1860, se deschide la Iași prima universitate românească. Acest avînt al învățămîntului din Moldova din prima jumătate a secolului al 19-lea, cît și după unire, a constituit un adevărat miraj pentru intelectualii români din Transilvania și Bucovina, aflate sub ocupație străină.

Dintre numeroșii dascăli ardeleni, care au trecut în Moldova pentru întregirea corpului profesoral românesc, un loc important l-a ocupat Ștefan Micle (1820—1879), care în perioada

1850—1855 făcuse studii strălucite ca bursier la Politehnica din Viena. În 1855 Ştefan Micle este numit profesor de fizică la Academia Mihăileană, unde ţine şi primele lecţii publice de electricitate, însoţite de experimentări. În anul 1860 este numit profesor de fizică şi chimie la Universitate, devenind apoi decanul facultăţii de ştiinţe, iar din 1867, timp de 8 ani, este rector al acestei universităţi [5]. Ştefan Micle s-a dovedit a fi un mare profesor experimentator, creator de şcoală naţională, promotor al terminologiei româneşti în fizică şi un mare patriot.

2. Primele începuturi ale învăţământului electrotehnic şi electroenergetic româneşe de la Iaşi

Începuturile învăţământului superior electrotehnic şi electroenergetic românesc se localizează tot în Moldova, la Iaşi, şi sînt legate direct de învăţământul fizicii.

Astfel, spre sfîrşitul secolului 19 şi începutul secolului 20, ca personalitate proeminentă în domeniul fizicii s-a impus Dragomir Hurmuzescu (1865—1954), considerat pe bună dreptate de urmaşii săi ca decanul fizicienilor români [6]. Născut la Bucureşti, începe studiile la şcoala normală superioară, iar în 1887 pleacă la Paris ca bursier al facultăţii de ştiinţe. Acolo devine student al profesorului Gabriel Lippmann, astfel că în 1890 obţine licenţa în fizică la Sorbona, iar în 1896 doctoratul.

Revenit în ţară în acelaşi an, este numit profesor de fizică la liceul internat şi conferenţiar la Universitatea din Iaşi. Bazat pe temeinice cunoştinţe de fizică modernă, probate la pregătirea tezei de doctorat, în domenii ca : electrostatică, magnetismul, maşini electrice de curent continuu etc. [7], dr. D. Hurmuzescu organizează în noua clădire a Universităţii din Iaşi un laborator de fizică cu următoarele compartimente : radiografie şi radioscopie, fotografie, meteorologie, verificări şi etalonări de aparate şi atelier de construcţii de aparate de laborator. Este de subliniat marea şansă a profesorului D. Hurmuzescu. Reuşita sa se datorează în parte lui Spiru Haret, profesor de matematici şi astronomie, cu studii strălucite la Bucureşti şi Sorbona, care, devenind ministru al învăţământului, finanţează în 1897 laboratorul de fizică al Universităţii din Iaşi cu suma, importantă pe atunci, de 150 000 lei. În 1901, D. Hurmuzescu înfiinţează la Iaşi „Societatea de ştiinţe" şi începe publicarea revistei „Les Anales scientifiques de l'Université de Jassy" care apare şi astăzi. În 1902 organizează la Iaşi „Primul congres pentru înaintarea ştiinţelor în România" în colaborare cu P. Poni şi C. I. Istrati, la care el prezintă trei comunicări şi o conferinţă de popularizare (Telegrafia fără sîrmă). Dar marele merit pe care-l are D. Hurmuzescu în domeniul învăţământului tehnic superior constă în aceea de a fi întrevăzut dezvoltarea ce urma să capete în viitor aplicaţiile practice ale electricităţii. Aşa se explică de ce în anul şcolar 1910/1911 inaugurează „Şcoala de electricitate de pe lîngă Universitatea din Iaşi", care din 1912 devine „Institutul electrotehnic" al Universităţii din Iaşi cu durata de studii de 3 ani şi care în 1937/38 s-a transformat în Facultatea de electrotehnică a Şcolii Politehnice „Gh. Asachi". Aşadar, învăţământul superior electrotehnic şi electroenergetic din Moldova şi din ţară a fost fondat pe terenul fertil al fizicii, ceea ce ni se pare un fapt normal. În aprilie 1913, după 17 ani de profesorat în Moldova, prof. dr. D. Hurmuzescu se transferă la Facultatea de Ştiinţe din Bucureşti ca titular la noua Catedră de aplicaţiile căldurii şi electricităţii. Tot în 1913, el înfiinţează şi la Universitatea din Bucureşti un Institut Electrotehnic Universitar. În 1902, D. Hurmuzescu publică cursul său de „Căldură şi electricitate", în 1911 cursul de „Electricitate generală", iar în 1933 publică, pentru prima dată în România, un studiu privind supraconductibilitatea metalelor.

Pleiada de dascăli moldoveni care au îmbogăţit cu idei noi patrimoniul fizicii, electrotehnicii şi electroenergeticii româneşti în preajma şi după marea unire a românilor din 1918, este deosebit de bogată. Vom aminti aici doar pe cîţiva : Ştefan Procopiu (1890—1972), considerat ca cel mai proeminent fizician român, Constantin G. Bedreag (1883—1963), Horia Hulubei (1896—1972), Alexandru Cişman (1897—1967) şi alţii.

De menţionat este faptul că Şt. Procopiu a îndeplinit, într-o anumită perioadă, şi funcţia de decan al Facultăţii de Electrotehnică a Şcolii Politehnice Iaşi.

3. Evoluţia învăţământului superior electrotehnic şi electroenergetic din Moldova

Se poate considera, fără a se greşi, că după Dragomir Hurmuzescu, cel mai remarcabil organizator al învăţământului electrotehnic şi electroenergetic superior din Moldova şi din România a fost prof. Cezar Parteni Antoni (1900—1956).

Născut la Iaşi, obţine diploma de inginer electrotehnic al Universităţii din Iaşi în 1922. În ultimul an de studenţie este numit preparator şi apoi asistent la catedra de electricitate, iar

după absolvire începe să predea cursul de construcţia maşinilor electrice. Pleacă apoi la specializare la Universitatea din Nancy (Franţa), unde în 1925 obţine titlul de doctor în ştiinţe cu teza „Contribuţii la studiul comutaţiei maşinilor electrice", sub conducerea prof. A. Mauduit. În 1928 este definitivat conferenţiar şi apoi profesor de maşini electrice la Şcoala Politehnică „Gh. Asachi" din Iaşi. Între 1944—1950 a fost rectorul Institutului Politehnic Iaşi, între 1951—1953 a condus noul Institut de Maşini şi Aparate Electrice din Craiova, iar din 1955 pînă la sfîrşitul scurtei sale vieţi a fost prorector şi rector al Institutului Politehnic din Bucureşti. De la teza sa de doctorat şi pînă la ultima sa monografie ştiinţifică [8], prof. C. Parteni-Antoni a excelat prin pasiunea de cercetător al fenomenelor fizice în maşinile electrice, avînd şi o notabilă contribuţie la realizarea unor mari laboratoare didactice şi de cercetare ştiinţifice a maşinilor electrice pentru timpul său şi a pregătit numeroase serii de ingineri, care la rîndul lor s-au impus cu competenţă în învăţămînt, cercetare şi producţie.

Lista marilor valori în domeniul învăţămîntului electrotehnic şi electroenergetic superior din Moldova ar fi incompletă dacă n-am aminti aici pe prof. V. Petrescu (doctorat la St. Procopiu), prof. N. Boţan (doctorat la C. Parteni), prof. Gh. Vasiliu (doctorat la Iaşi) şi încă mulţi alţii dispăruţi sau aflaţi încă în viaţă, cu rol esenţial în fundamentarea şi consolidarea învăţămîntului superior electrotehnic şi electroenergetic din Moldova şi din ţară.

Este greu ca în cîteva pagini să cuprindem pe toţi eminenţii dascăli ai electricităţii din Moldova şi operele lor. O carte de istorie a electricităţii din Moldova şi din ţară i-ar include, credem, pe toţi cei care cu pasiune, migală şi uneori chiar cu sacrificii, au contribuit la propăşirea electricităţii aplicative. O astfel de carte ar constitui un veritabil act de cultură şi un omagiu adus marilor dispăruţi, ale căror vieţi şi opere, pătrunse de un vibrant patriotism, sînt pilde pentru noi toţi, ca şi pentru toţi cei ce vor veni şi vor continua învăţămîntul şi cercetarea în domeniul electricităţii pe meleagurile Moldovei.

În loc de concluzii

În 1992 s-au împlinit 80 de ani de la înfiinţarea primului Institut Electrotehnic din România, la Iaşi, dar învăţămîntul electrotehnic şi electroenergetic din Moldova are tradiţii de peste un secol şi jumătate.

Marii dascăli din Moldova, care s-au afirmat prin pasiune şi patriotism în domeniile fizicii, electrotehnicii şi electroenergeticii, au fost intelectuali de cultură enciclopedică şi au contribuit la organizarea şi progresul învăţămîntului tehnic superior din întreaga ţară.

BIBLIOGRAFIE

[1] Ciofu, V. L. *Învăţămîntul şi cercetarea ştiinţifică românească din Moldova în domeniile fizicii şi electrotehnicii.* În: Electrotehnica, electronica, automatica, nr. 5/1981, p. 161—165.

[2] Eneseu, N. C. *Gheorghe Asachi, organizatorul şcolii naţionale din Moldova.* Bucureşti, 1962, p. 49—50.

[3] Atanasiu, G., Câmpan, T. *Teodor Stamati, primul fizician moldovean.* Bucureşti, 1940

[4] Cartianu, P. *140 de ani de la apariţia celei dintîi cărţi tratînd despre electricitate în limba română (1849).* În: Energetica, vol. 37, nr. 7/1989, p. 322.

[5] Pop, E. *Ioan Popp şi Ştefan Micle, doi ctitori ai învăţămîntului ştiinţific din România.* Sibiu, 1944.

[6] Bedreag, C. G. *Bibliografia fizicii române. Biografii.* Bucureşti, 1957.

[7] Ghica, C. A. *Dragomir Hurmuzescu.* Bucureşti, 1957.

[8] Parteni-Antoni, C., Antoniu, I., S. *Comportarea maşinilor electrice la unda de şoc.* Bucureşti, 1957.

Ing. ROMULUS SFICHI
FRE Suceava

DIN ISTORIA RADIOFONIEI ROMÂNEȘTI

65 ANI DE LA PRIMA TRANSMISIE RADIOFONICĂ OFICIALĂ ROMÂNEASCĂ

Colegii noștri, radiofoniști, și-au sărbătorit în 10 iunie 1993, 65 de ani de la prima transmisie oficială a postului de radio București (1 noiembrie 1928). Cu acest prilej au luat cuvîntul reprezentanți ai Radiodifuziunii Române și ai Muzeului Tehnic.

Tot cu acest prilej Muzeul Tehnic „Prof. ing. D. Leonida" în colaborare cu Radiodifuziunea Română și cu sprijinul Regiei Autonome de Radiocomunicații a organizat la sediul Radiodifuziunii în perioada 10 iunie — 11 iulie 1993 expoziția „Istoria radiofoniei românești".

Ca și în alte domenii, pînă la inventarea propriu-zisă a radioului a fost necesar un lung șir de invenții și descoperiri.

În radiotransmisiuni, descoperirea undelor electromagnetice de către englezul **Maxwell** în 1865, reprezintă începutul cercetărilor ulterioare.

În 1887, fizicianul german Heinrich Hertz (1857—1894) a publicat rezultatele experiențelor sale în lucrarea *Despre oscilațiile electrice foarte rapide* în care demonstrează pentru prima oară că electricitatea se poate transmite și fără conductoare, prin intermediul cîmpului electromagnetic.

Undele descoperite de **Hertz**, numite și hertziene, reprezentau de fapt undele radio avînd proprietatea de a se reflecta și refracta asemenea luminii care se propagă după cum se știe cu 300 000 km/s. În experiența sa, Hertz a folosit un oscilator care emitea unde electromagnetice și un rezonator care le detecta. Descoperirea lui Hertz a constituit, practic, baza radiocomunicațiilor, dar nici el nu le-a dat o utilitate. A trebuit ca fizicianul francez **Edouard Branly** (1844—1940) să descopere în 1890 coherorul, nume dat de **Sir Oliver Lodge** în 1894 detectorului de unde electromagnetice. În stare obișnuită coherorul conduce slab curentul electric, dar sub acțiunea curenților de î.f., rezistența coherorului scade foarte mult.

Tot un detector electromagnetic este prezentat de fizicianul rus **A. S. Popov**, la 7 mai 1895, Societății de fizică din Petersburg sub numele „detectorul de furtuni". Acesta este primul receptor de unde electromagnetice produse de descărcările electrice atmosferice.

Detectorul de furtuni era compus dintr-un coheror (tub cu pilitură, de construcție proprie) conectat printr-un fir conductor la un paratrăsnet (prima antenă de recepție), un releu, o pilă electrică și o sonerie.

Marconi combină toate elementele cunoscute pînă la acea dată și brevetează în 1896 în Anglia (brevet nr. 12 039) sistemul său de telegrafie fără fir cu care a reușit să transmită semnalele la cîteva sute de metri. În acest scop a folosit eclatorul lui Hertz , coherorul lui Branly și două antene, una de emisie și alta de recepție. Experiențele le-a realizat la Potencchio lîngă Bologna (azi în această localitate se află muzeul Marconi), repetînd experiențele lui Branly cu o bobină Ruhmkorff, un eclator și un coheror, dar legînd de eclator un fir metalic vertical denumit antenă și susținut de un zmeu sau o prăjină. Folosind acest montaj Marconi a obținut semnalizări fără fir la cîțiva kilometri.

Descoperirea lui Maxwell se datorează unei remarcabile sinteze realizate de el pornind de la ecuația matematică a coardei vibrante rezolvate de d'Alembert încă din 1750, apoi Euler, Bernoulli, ecuații ce au fost introduse în electricitate prima dată în 1855—1856 de W. Thomson (Lord Kelvin) urmat imediat de ecuațiile lui Kirchhoff. Deci Maxwell a realizat o amplă sinteză și totodată o simplificare a fizicii, iar Marconi tot printr-o sinteză a realizat un aparat de mare complexitate (radioul) care a revoluționat comunicațiile.

Primii 25 ani de radiotransmisiuni pot fi numiți „perioada de romantism a transmisiunilor". Prin ce se caracterizează? Căutări febrile ale inventatorilor, numeroase descoperiri în domeniu, procese privind paternitatea invențiilor, evenimente tragice rămase în conștiința publică chiar și pînă azi (vasul Titanic se scufunda lent în timp ce radiotelegrafistul transmitea continuu semnalele S.O.S.), audiții publice, entuziasmul sau perplexitatea oamenilor în fața acestei „minunății" care rivaliza cu una din tainele dumnezeiești. Și totul s-a datorat lui Marconi, care student fiind și aflîndu-se în vacanță la Potencchio lîngă Bologna, a reluat experiențele lui Hertz și ale lui Branly.

Invenţiile care au urmat după brevetul lui Marconi au dus la îmbunătăţirea performanţelor tehnice şi calitative ale radiotransmisiunilor.

Prezentăm doar cîteva din aceste invenţii, în mod cronologic :

În 1897 Sir Oliver Lodge propunea realizarea „sintoniei", adică folosirea unor circuite acordate la emisie şi recepţie.

Un an mai tîrziu americanul **George Sidney Brown** patentează un difuzor rudimentar derivat dintr-o capsulă telefonică.

Un eveniment a reprezentat înlocuirea coherorului cu un cristal de galenă în 1900.

Momente la fel de importante în evoluţia radiotransmisiunilor l-au constituit şi inventarea diodei cu vid, numită şi valva lui Fleming, în 1904 şi inventarea triodei în 1906—1907 de către **Lee de Forest.**

În 1912 a fost brevetat amplificatorul de către **Lowenstein** în SUA.

Bineînţeles, au mai fost brevetate şi alte invenţii legate de undele modulate, de condiţiile de amorsare ale oscilaţiilor etc.

Deşi radiotransmisiunile cîştigau teren de la an la an, evoluţia fiind spectaculoasă mai ales în domeniul militar, nu se putea spune că acestea erau consacrate pe plan mondial. Au intervenit însă două evenimente majore : în 1909, cînd nava engleză „Republic" s-a scufundat după ce intrase în coliziune cu nava „Florida", în cele cîteva minute pînă la scufundare s-a dat alarma radio şi echipele de intervenţie au reuşit să salveze toţi pasagerii. Ecoul acestei întîmplări, în final fericite, a determinat numeroase guverne să emită decrete în baza cărora navele cu un anumit tonaj erau obligate să posede instalaţii radiotelegrafice. Al doilea moment l-a constituit izbucnirea primului război mondial, perioadă în care s-au folosit staţii de emisie din ce în ce mai puternice, în dorinţa de a acoperi pe cele duşmane. Astfel, primul război mondial a consacrat radiotransmisiunile alături de noile mijloace de luptă, submarinul, tancul, avionul şi armele chimice.

După război s-a experimentat transmiterea de ştiri, cîntece şi comentarii politice pentru marele public. Un eveniment l-a constituit transmiterea de la gara din Chelmsford a concertului celebrei cîntăreţe Nelli Melba în 15 iunie 1920.

La numai un an „Marconi House" din Londra inaugura una din primele staţii de radiodifuziune din lume, iar în cîţiva ani acest mijloc de comunicaţie a cucerit lumea, dovedind astfel că radiofonia nu reprezenta doar un divertisment, fiind încă de la început un factor vital în evoluţia tehnică, socială şi culturală.

Experienţele lui Marconi din anii 1901—1902 au fost determinante în evoluţia ulterioară a radiotransmisiunilor. Astfel, în 12 decembrie 1901 între Poldhu şi St. Jones s-a realizat prima transmisie radiotelegrafică peste oceanul Atlantic.

După această dată, au apărut staţii radiotelegrafice din ce în ce mai puternice în Franţa, Anglia, Germania, Italia, care asigurau transmiterea informaţiilor la distanţe mari, atît în interiorul Europei, cît şi între continente.

În **România** s-a instalat un post radiotelegrafic de coastă la Constanţa, în anul 1905, cu o rază de acţiune de circa 600 km, care asigura legătura cu navele româneşti ce navigau pe Dunăre şi Marea Neagră.

Un post emiţător radiotelegrafic cu scîntei a fost instalat de fizicianul **Emil Giurgea** în septembrie 1914 în Turnul Ţepeş din Parcul Carol, folosind aparatura personală adusă din Franţa. El a „întins" o antenă între Turnul Ţepeş şi vîrful turlei Minaretului ce se afla pe insula din lacul Parcului. A folosit o bobină Ruhmkorff, condensatoare, baterii de acumulatoare, un manipulator Morse şi astfel a pus în funcţiune un emiţător radiotelegrafic. Pentru recepţie utiliza aceeaşi antenă (o utiliza alternativ pentru emisie şi recepţie), un circuit oscilant cu o bobină self inducţie şi un condensator variabil, un cristal de galenă şi un receptor telefonic. Trei radiotelegrafişti aleşi de Giurgea deserveau staţia, reuşind ca în septembrie 1914 să se ia legătura cu Atena, în octombrie cu Milano, iar în noiembrie cu Parisul.

Cum începuse războiul s-a impus construirea unui post de emisie radiotelegrafic de mare putere. **Ing. Vasilescu Karpen** împreună cu un colectiv format din ing. I. S. Gheorghiu, ing. Filipescu şi ing. Iliescu Brînceni au început studiile privind montarea unui post telegrafic. Emil Giurgea a stabilit amplasamentul staţiei lîngă hipodromul de la şosea, pe moşia fostei Şcoli Superioare de Agricultori de la Herăstrău, pe o suprafaţă de circa 20 ha (900×250 m). (Sub semnătura primului ministru Ion C. Brătianu s-a autorizat Ministerul de Domenii să pună la dispoziţia Ministerului de Interne suprafaţa de 20 ha).

Experimental se realizau emisiuni radiofonice folosind instalaţiile de radiotelegrafie. Astfel, în anul 1921, între postul de radiotelegrafie de la Herăstrău şi Şcoala Politehnică din Bucureşti este realizată prima emisiune experimentală de radiodifuziune din România. În lipsa

unor instalații speciale se puteau emite doar știri, conferințe, cursuri și muzică, mai puțin concerte simfonice.

Iată ce spunea Dragomir Hurmuzescu : „*La noi, primele recepțiuni au fost realizate cu mijloace experimentale și prin personalul secțiunilor de radiotelegrafie ale Institutului Electrotehnic Universitar. În anexele laboratorului său din str. Victor Emmanuel s-au făcut primele demonstrații de ascultare a unor posturi străine, cel din Viena fiind cel mai bine auzit la București . . .*".

Lumea curioasă, doritoare de a cunoaște acest mister, era atît de numeroasă, încît umplea nu numai sala, dar chiar și curtea din fața laboratorului în serile destinate ședințelor de recepție.

Numeroase firme străine comercializau deja aparatură radio în România, în care scop organizau expoziții, așa cum a fost cea din 1925 organizată de Direcția Radiocomunicațiilor la care au participat numeroase firme (Telefunken, Lorentz, Tungsram, Ericsson, Thomson Houston etc.) prin reprezentanții lor din București.

Persoane particulare, instituții de stat și private au început să-și procure posturile de recepție, deși funcționarea lor trebuia autorizată de Comisia Radio.

În anul 1925 s-au autorizat în întreaga țară peste 173 receptoare aparținînd Companiei Române de Radiofonie București, generalului Moșoiu, maiorului Fortunescu, primăriei orașelor Brăila și Tîrgu Mureș, Uzinei Electrice Sibiu, lui G. Tătărescu, Automobil Clubului Regal Român, lui E. Bădărău, Centrului de instrucție Sf. Gheorghe, ziarelor Viitorul și Universul, Băncii Naționale etc.

În această conjunctură, un grup de tehnicieni români, intuind importanța cultural-educativă și națională a radiofoniei, a luat inițiativa fondării **Asociației Prietenii Radiofoniei,** prima ședință desfășurîndu-se în 26 martie 1925 la sediul Institutului Electrotehnic din str. Victor Emmanuel nr. 16, actuala clădire a Muzeului Literaturii. Scopul asociației era exprimat în art. 5 al Statutului — de a răspîndi gustul radiofoniei și diverselor sale aplicațiuni printre amatorii din România. Președinte al asociației a fost ales Dragomir Hurmuzescu. Din asociație mai făceau parte Emil Pătrașcu, Mihail Vlădescu, N. Caranfil, Victor Slăvescu, I. Ștefănescu Radu, Octav-Onicescu, Christian Musceleanu, Constantin Miculescu. Societatea a organizat în fiecare duminică conferințe în sala de fizică, a înființat un radio club unde se schimbau idei și se efectuau audiții de concerte la radio. Ulterior s-a inaugurat și prima școală de radiofoniști amatori.

Rezultatul acestor acțiuni a fost promulgarea legii din 8 iulie 1925 privind instalarea și folosirea instalațiilor radiofonice. În art. 5 al acestei legi se preciza : „*exploatarea difuziunii radiotelefonice în România aparține statului, care o va putea face prin Direcția generală P. T.T direct și printr-o societate cu acțiuni nominative. Această societate, în limitele autorizației ce i se va da, va avea dreptul de a face emisiuni cu caracter de difuzare, precum și conferințe, cursuri, concerte, publicitate ce ar interesa posturile particulare de recepție*".

Tot în anul 1925 societatea Electro Phoebus realizează emisiuni radiofonice cu un post militar Levy avînd puterea de 50 W. Pentru realizarea emisiunilor radiofonice s-au mai folosit și alte posturi, un post Y—B1 de 100 W pe lungimea de undă de 500 m.

Dacă pe plan internațional numărul radioreceptoarelor crescuse imens la sfîrșitul anului 1926, în România existau mari dificultăți în procurarea și folosirea acestora, datorită taxelor vamale ridicate, precum și a greutăților în obținerea autorizației. Liviu Rebreanu, precizează într-un raport adresat Consiliului de Administrație de Radiodifuziune că obținerea unei autorizații radio implică atîtea formalități încît lumea descurajată, sau renunță la radiofonie, sau preferă să asculte radio fără autorizație. Printre actele necesare autorizației trebuia să figureze și dovada de bună conduită în societate.

În cererea prin care solicita autorizarea unui post de radio Mihail Sadoveanu spunea : „*Nădăjduiesc că în calitatea mea de membru al Academiei Române vă sunt destul de cunoscut ca să fiu scutit de certificatul de bună purtare*".

Cu toate greutățile, numărul simpatizanților radiofoniei creștea în mod constant și astfel în **13 iunie 1926 are loc primul congres al radiofoniștilor.** La acest congres s-a cerut modificarea legii existente referitor la următoarele aspecte :

— obținerea dreptului de recepție radiofonică în baza unei simple declarații ;
— suprimarea comisiilor de ștampilare a aparatelor radio ;
— încurajarea unor posturi de difuziune radiofonică sub controlul statului ;
— reducerea taxelor vamale pentru aparatele și piesele radio ;
— constituirea grabnică a Societății de Difuziune Radiofonică Română.

După congresul din 13 iunie 1926 s-a impovizat un post de emisie cuplat direct cu antena Institutului Electrotehnic Universitar, modulația emisiei făcîndu-se cu ajutorul unui microfon Ericsson, cu cărbune.

În anul 1927 postul de la Institutul Electrotehnic capătă o anumită periodicitate, transmiţînd cu regularitate de două sau de trei ori pe săptămînă.

Dragomir Hurmuzescu preciza : *„În 1927 se organizează la Institutul Electrotehnic din Bucureşti primul post românesc de difuzare care funcţionează pînă în toamna anului 1928 cînd Societatea Română de radiodifuziune constituită începe emisiunile cu postul cel mic instalat la sediul său din str. Berthelot, iar peste un an încep emisiunile postului Băneasa"*.

Staţia Băneasa, care a început să emită în 1929, a lucrat cu echipament Marconi pînă în anul 1950, cînd a fost reechipată cu lămpi Tesla. În toată această perioadă a avut doar două mici întreruperi, şi anume în 1939, cu ocazia morţii lui Armand Călinescu, şi în 1944, cu ocazia retragerii trupelor germane din Bucureşti. În 1961 staţia Băneasa a fost scoasă din funcţiune, iar în 1962 a fost adusă la muzeu.

Staţia de emisie de la Bod-Braşov, montată în 1935, este cea mai veche staţie naţională din România, funcţionînd pe unde lungi. Primul emiţător care a funcţionat la această staţie a fost de tip Marconi şi avea puterea de 150 kW. În anul 1966 a fost înlocuit cu un emiţător Thomson (Franţa) cu o putere de 1200 kW. Din anul 1966 emiţătorul a fost în emisie non stop, ziua funcţionînd cu întreaga putere, iar noaptea lucrînd alternativ, cîte un bloc de 600 kW. Datorită importanţei staţiei, echipamentele sînt alimentate din sistemul energetic naţional prin două linii pe tensiunea de 20 kV şi 0,4 kV. Alimentarea şi distribuţia pe înaltă tensiune (celule, întrerupătoare, separatoare etc.) sînt executate cu echipamente franceze.

Începînd cu 1941 au fost montate şi staţii de emisie regionale :

— Iaşi în noiembrie 1941. A fost folosit un emiţător Marelli cu puterea de 5 kW.
— Timişoara în 1949. S-a folosit un emiţător portabil Lorentz.
— Cluj în anul 1953. A fost folosită o staţie SV 50 URSS.
— Herăstrău în 1954. S-a folosit un emiţător mobil Magnetti Marelli cu puterea de 5 kW.
— Tîrgu Mureş aprilie 1964. S-a folosit un emiţător tip SRV Tesla-Cehoslovacia.

După cum se vede proveniența echipamentelor de emisie este diversă, dar tehnologia comunicaţiei este destinată unui scop nobil, apropierii universale a oamenilor şi România n-a făcut excepţie de la această menire.

Iar dacă astăzi se poate afirma că în România există o tradiţie în utilizarea radioului în serviciul public acest lucru s-a datorat şi contribuţiilor lui **Ion (Iancu) Constantinescu** (1884—1963), care în 1924 a înfiinţat în cadrul Şcolii Politehnice din Bucureşti secţia de electrocomunicaţii devenită în 1954 Facultatea de Electronică şi Telecomunicaţii, şi a profesorului **Tudor Tănăsescu,** autorul primelor lucrări originale din România privind antenele şi circuitele electronice.

Şi alţi specialişti români au avut contribuţii în acest domeniu : **Emil Geles** (1891—1976), care a brevetat *„Aparat receptor pentru eliminarea perturbaţiilor atmosferice"* (1921) şi *„Ameliorări asupra antenelor de transmisie şi recepţie a undelor electromagnetice"* (1921).

Emil Petraşcu este unul din cei care au ţinut primele cursuri de radio în România (1924) şi este autorul unui tratat de tuburi electronice (1956).

Gheorghe Cartianu a realizat primele instalaţii româneşti de emisie radio cu modulaţie în frecvenţă folosite în emisiuni experimentale de radiodifuziune pe unde metrice (1947—1950).

Expoziţia organizată de Muzeul Tehnic a contribuit la găsirea acordului fin dintre radio şi diversitatea culturală a ascultătorilor de radio din România. Timp de o lună, vizitatorii au avut ocazia să retrăiască nostalgia primelor descoperiri şi realizări ale acestui domeniu care a revoluţionat comunicaţiile.

BIBLIOGRAFIE

[1] Bărbulescu, C. *Cum s-ar putea ameliora comunicaţiile*, În : Energia nr. 6, iunie 1921.

[2] *Revista Radio-Român*, anii 1925—1926.

[3] Musceleanu, Cr. *Energie, materie, radiaţiuni*, Ed. Ziarului Universul, Bucureşti 1932.

[4] Rousseau, P. *La Science du XXe Siecle*, Librairie Hachette — 1964.

[5] Bernal, J. D. Ştiinţa în istoria societăţii, Ed. Politică, Bucureşti 1964

[6] Marcu, M. *Staţia de radio Băneasa* — fişă de documentare tehnico-muzeografică, decembrie 1969, Muzeul Tehnic.

[7] Dumitrescu Teleormăneanu, A. *Din trecutul radiocomunicaţiilor în România*, aprilie 1980, Muzeul Tehnic.

[8] Crăciun, V. *Manuscrise şi voci*, Ed. Eminescu, 1977

[9] Jilek, Fr., Kuba, J. Jilkova, J. *The world invention in dates*, Prague, National Technical Museum, 1979

[10] Ştefan, I. M. Nicolau, E. *Scurtă istorie a creaţiei ştiinţifice şi tehnice româneşti*, Ed. Albatros, Bucureşti — 1981.

[11] Enciu, Gh. *Poşta şi telecomunicaţiile în România*, Ed. Ştiinţifică şi Enciclopedică, Bucureşti, 1984.

[12] Bălan, Şt., Mihăilescu, N. Şt. *Istoria ştiinţei şi tehnicii în România, date cronologice*, Ed. Academiei, Bucureşti, 1985.

[13] Geovanini, G. *De la silex la siliciu — Istoria mijloacelor de comunicare în masă*, Ed. Tehnică, Bucureşti, 1989.

[14] Comşa, V., Comşa, M. V. *Sateliţii Europei — — Programe TV şi radio*, Ed. Tehnică, Bucureşti 1991.

[15] *Istoricul staţiilor de emisie Bod, Iaşi, Timişoara, Cluj, Herăstrău, Tîrgu Mureş*-Regia Autonomă Radiocomunicaţii, 1993.

Ing. NICOLAE DIACONESCU
director Muzeul Tehnic

PROFESORUL PLAUȚIUS ANDRONESCU

— un secol de la naștere —

În anul 1993 s-a împlinit un secol de la nașterea profesorului emerit dr. doc. ing. Plauțius Andronescu, personalitate proeminentă a Școlii Politehnice din Timișoara, care prin activitatea de excepție și de adevărat pionierat în domeniul electrotehnicii teoretice a contribuit nu numai la ridicarea prestigiului acesteia, ci a avut un rol deosebit și în dezvoltarea, în general, a învățământului electrotehnic din țara noastră.

Profesorul s-a născut la 10 decembrie 1893 la Zürich, unde părinții săi se aflau temporar. După scurt timp vine în țară, unde urmează școala primară și liceul. În anul 1914, imediat după bacalaureat, pleacă la Zürich, unde se înscrie la Școala Politehnică Federală. Ca student este remarcat de profesorul Karl Kuhlmann, o somitate pe plan mondial în domeniul electrotehnicii teoretice. De altfel, după obținerea diplomei de inginer electrotehnician în anul 1918, face un scurt stagiu de un an în industrie, după care devine asistentul profesorului Kuhlmann.

O expresie a intensei activități științifice desfășurate în această perioadă o constituie și faptul că în 1922, după numai trei ani de la numirea sa ca asistent, își susține cu succes doctoratul la profesorul Kuhlmann, cu o remarcabilă lucrare de fundamentare referitoare la cuplul mașinii asincrone *„Über den Verlauf des Drehmomentes bei asynchronen Drehfeldmotoren mit Käfiganker"*. Teza a fost publicată în numărul din anul 1923 al prestigioasei reviste germane de electrotehnică „Arhiv für Elektrotehnik" (A.f.E.), devenind în scurt timp o lucrare de referință pentru constructorii de mașini electrice din întreaga lume. În această perioadă de cîțiva ani publică mai multe lucrări valoroase în A.f.E. și ETZ din Germania și în S.E.V. din Elveția. Pe baza lucrării publicate în ETZ, referitoare la o metodă originală de calcul al transformatoarelor de mare putere, obține distincția „Venia legendi" pentru electrotehnică, ce-l îndreptățea să devină privat-docent. În paralel cu activitatea la Politehnica din Zürich, tînărul privat-docent desfășoară și o remarcabilă activitate de inginer „conseil" la Uzinele metalurgice din Dornach și la Fabrica de Cabluri Electrice din Cossonay, unde are realizări tehnico-științifice deosebit de valoroase.

Perioada Zürich, atît de bogată în împliniri profesionale și, desigur, în amintiri de viață dintre cele mai frumoase, se încheie în 1925, cînd profesorul se întoarce în țară. Evenimentul a fost urmarea unei invitații făcute de profesorul Dimitrie Leonida de la Politehnica din Timișoara. Acceptînd invitația, este numit profesor de electricitate și electrotehnică la Școala Politehnică din Timișoara, pe data de 10 octombrie 1925. Deși foarte tînăr, căci la acea dată avea doar 32 de ani, era deja o personalitate cunoscută pe plan european în domeniul electrotehnicii. Așa începe perioada Timișoara în viața profesorului Andronescu, perioada deplinei maturități profesionale, în care desfășoară cu deosebită vigoare, competență și dăruire activitatea de dascăl și om de știință. Activitatea pe care a desfășurat-o în cadrul școlii noastre vreme de 40 de ani ca profesor activ este strîns legată de dezvoltarea acestei școli, în mod special de dezvoltarea Catedrei de electrotehnică, devenită după 1948 Catedra de bazele electrotehnicii, pe care a condus-o cu pricepere și dăruire totală pînă în anul 1964, cînd din motive de sănătate se pensionează. Se stinge din viață la 4 noiembrie 1975.

O componentă importantă a activității profesorului Plauțius Andronescu, manifestată constant și cu mare intensitate și după numirea ca profesor la Școala Politehnică din Timișoara, a fost cercetarea științifică. Această activitate a fost concretizată în mai multe cărți, tratate și cursuri, în peste 100 de articole științifice publicate în reviste de specialitate de mare prestigiu, prin participarea cu lucrări la congrese și diferite manifestări științifice naționale și internaționale. Dintre domeniile abordate în cercetarea științifică, menționăm în mod deosebit : cercetări privind sistemele de unități și dimensiuni ale mărimilor electromagnetice ; studiul regimului deformant al circuitelor electrice, în mod deosebit problema puterilor într-un astfel de regim ; unele probleme de bază din mecanica teoretică ; studiul efectelor galvanomagnetice și altele. Trebuie subliniat și faptul că profesorul Andronescu a predat cu mult talent un curs de electro-

tehnică de înaltă ținută științifică. Cursul a fost publicat în mai multe ediții. Ultima dintre acestea, care este și cea mai completă, reprezentînd în modul cel mai fidel opera didactică a profesorului, a apărut sub formă de tratat, în două volume, la E.D.P. în anul 1972.

Prin venirea profesorului Andronescu în țară ca profesor la Școala Politehnică din Timișoara s-a produs o reală și profundă schimbare în predarea cunoștințelor de electrotehnică teoretică și, îndrăznim să spunem, cu implicații pozitive și pe plan național. Munca de pionierat desfășurată de profesorul Plautius Andronescu în direcția ridicării pe o treaptă mai înaltă a învățămîntului superior în domeniul electrotehnicii a fost și este și astăzi unanim recunoscută. Pentru rezultatele remarcabile obținute pe linia creației științifice și a activității didactice a fost distins cu mai multe ordine și medalii pe plan național, iar în anul 1969 i s-a decernat titlul de profesor emerit. De asemenea, din anul 1985 — cînd se împlineau 10 ani de la moartea sa — amfiteatrul mare din clădirea Facultății de Electrotehnică din Timișoara îi poartă, în semn de omagiu, numele.

La un secol de la nașterea profesorului Plautius Andronescu, evocăm personalitatea acestui mare pionier al electrotehnicii din țara noastră, încercînd un puternic sentiment de prețuire, stimă, de caldă recunoștință și totodată de mîndrie că la Școala Politehnică din Timișoara am avut un astfel de profesor. Avem convingerea deplină că amintirea profesorului Andronescu va rămîne multă vreme vie și luminoasă, plină de învățăminte utile pentru cei de azi, dar și pentru generațiile viitoare.

Catedra de Electrotehnică
Universitatea Tehnică din Timișoara

Nota redacției. Redacția revistei noastre se asociază întru totul omagiului adus personalității profesorului Plautius Andronescu, care face parte din Pantheonul științei românești.

Amintiri despre Aurel Avramescu

...„Se poate afirma că rolul lui Aurel Avramescu la GAZELECTRA a fost acela de a demonstra că activitatea de exploatare nu este o cenușăreasă a electroenergeticii (în comparație cu cercetarea, proiectarea, învățămîntul), ci ea ridică numeroase aspecte de o deosebită complexitate și finețe, care să necesite folosirea unor mijloace de investigare și un arsenal teoretic dintre cele mai sofisticate".

(Fragment din cuvîntul d-lui dr. ing. Călin Mihăileanu la sesiunea comemorativă Aurel Avramescu a Secției de Energetică a Academiei Române)

INHALT

LEITARTIKEL

JEAN CONSTANTINESCU : Demand Side Management und integrierte Resourcenplanifizierung der Elektrizitätsgesellschaft 3—5

LEITUNG UND AUTOMATIK DES ENERGIEWIRTSCHAFTSSYSTEMS

DUMITRU IVAS, FLORIN MUNTEANU : Funktionen eines Expertsystems in Leitungszentralen der Elektronetze und Geräte, die diese Funktionen übernehmen können 6—11

TUDOR MICLESCU MARIUS POMÂRLEANU ,GABRIEL BAZACLIU, LIA BEJUSCU, VIRGIL DUMBRAVĂ : Ist eine optimale Funktionsprogrammierung des nationalen Energiesystems möglich? 12—19

ELEKTRISCHE NETZE

DUMITRU CEZAR IONESCU, CRISTINA ZAHALCA : Formalisierung der Kenntnisse für die automatische Generierung der Zustände und übergänge bei der Lebensdaueranalyse der elektrischen Stationen 20—28

NICOLAE BOGOEVICI, DUMITRU TOADER : Einführung von Unsymmetrie phasierern für die Analyse von unsymmetrischen und unassgeglichenen Dreiphasen-Elektronetzen 29—34

ENERGIEWIRTSCHAFT IN INDUSTRIEBETRIEBEN

CONSTANTIN ION : Interferrentielle Leucht-Markierung 35—38

AUS DER WELTENERGIEWIRTSCHAFT

SORIN MUNTEANU : Hydro-Quebec — hervorragende Ergebnisse durch die Anwendung des Energieeffizienz-Programms 38—49

GESCHICHTE DER ENERGIEWIRTSCHAFT

CONSTANTIN DINCULESCU : Maste für elektrische Luftleitungen 34

ROMULUS SFICHI : Aspekte der Anfänge des elektrotechnischen und elektroenergetischen Hochschulwesens in der Moldau 41—43

NICOLAE DIACONESCU : Aus der Geschichte des rumänischen Fernfunkwesens. 65 Jahre seit der ersten offiziellen Fernfunksendung in Rumänien 44—47

DE PERSONIS

* * * Ein Jahrhundert seit dem Tode des Professors Plautus Andronescu 48—49

SOMMAIRE

EDITORIAL

JEAN CONSTANTINESCU : DSM (Demand Side Management) et la planification intégrée des ressources de la société d'électricité 3—5

CONDUITE ET AUTOMATISMES DU SYSTEME D'ENERGIE

DUMITRU IVAS, FLORIN MUNTEANU : Les fonctions d'un système expert dans les centres de conduite des réseaux électriques et architectures susceptibles de reprendre ces fonctions 6—11

TEODOR MICLESCU, MARIUS POMÂRLEANU, GABRIEL BAZACLIU, LIA BEJUSCU, VIRGIL DUMBRAVA : Est-il possible d avoir une programmation optimum du fonctionnement du réseau d énergie électrique 12—19

RESEAUX ELECTRIQUES

DUMITRU CEZAR IONESCU, CRISTINA ZAHALCA : La formalisation des connaissances pour la génération automatique des états et des transitions pour les analyses de fiabilité des postes électriques 20—28

NICOLAE BOGOEVICI, DUMITRU TOADER : L'introduction des phaseurs de non-symétrie dans l'analyse des réseaux électriques triphasés non-symétriques et déséquilibrés 29—34

L ENERGIE DANS L'INDUSTRIE

CONSTANTIN ION : Le balisage interférentiel 35—38

L'ENERGIE DANS LE MONDE

SORIN MUNTEANU : Hydro-Québec — résultats marquants de l'application du programme d'efficacité énergétique 38—40

HISTOIRE DE L'ELECTRICITE

CONSTANTIN DINCULESCU : Pylônes pour les lignes électriques aériennes 34

ROMULUS SFICHI : Aspects des premiers débuts de l'enseignement électrotechnique et électroénergétique en Moldavie 41—43

NICOLAE DIACONESCU : De l'histoire de la radiophonie roumaine. 65 années depuis la première transmission radiophonique officielle roumaine 44—47

DE PERSONIS

Le professeur Plautius Andronescu — commémoration du centenaire de sa mort 48—49

CONTENTS

EDITORIAL

JEAN CONSTANTINESCU : DSM (Demand Side Management) and the integrate planning of the Electricity Company sources utility 3—5

MANAGEMENT AND AUTOMATION OF THE ENERGY SYSTEM

DUMITRU IVAS, FLORIN MUNTEANU : Functions of an expert system in the control stations of electric networks and architectures that can take over these functions 6—11

TEODOR MICLESCU, MARIUS POMÂRLEANU, GABRIEL BAZACLIU, LIA BEJUSCU, VIRGIL DUMBRAVĂ : Is it possible an optimum programming of SEN (National Power System) operation? 12—19

ELECTRIC NETWORKS

DUMITRU CEZAR IONESCU, CRISTINA ZAHALCA : Formalization of knowledge for the automatic generation of states and transitions in case of reliable analyses of power stations 20—28

NICOLAE BOGOEVICI, DUMITRU TOADER : Introduction of asymmetry phasers in the analysis of asymmetrical and unbalanced threephase electric networks 29—34

ENERGETICS IN INDUSTRISL UNITS

CONSTANTIN ION : Interferencial beaconage 35—38

WORLD ENERGETICS

SORIN MUNTEANU : Hydro-Quebec — remarkable results by the application of the programme for the energy efficiency 38—40

ENERGETICS HYSTORY

CONSTANTIN DINCULESCU : Overhead electric lines poles 34

ROMULUS SFICHI : Aspects on the beginning of the electrotechnical and electroenergy higher education in Moldavia 41—43

NICOLAE DIACONESCU : From the Romanian radiophony hystory. 65 years from the first official radiophony transmission 44—47

DE PERSONIS

* * * Professor Plautius Andronescu — one century from his death 48—49

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕДОВАЯ СТАТЬЯ

ЖАН КОНСТАНТИНЕСКУ: ДСМ (Demand Side Management) и полное планирование ресурсов Общества по производству электричества 3—5

УПРАВЛЕНИЕ И АВТОМАТИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ДУМИТРУ ИВАС, ФЛОРИН МУНТЕАНУ: Функции эксперт-системы в центрах управления электрических сетей и архитектуры, воспринимающие данные функции 6—11

ТЕОДОР МИКЛЕСКУ, МАРЮС ПОМЫРЛЯНУ, ГАБРИЕЛ БАЗАКЛИУ, ЛИА БЕЖУСКУ, В. ДУМБРАВЭ: Возможно ли оптимальное программирование работы Национальной Энергетической Системы? 12—19

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

ДУМИТРУ ЧЕЗАР ИОНЕСКУ, КРИСТИНА ЗАХАЛКА: Формализация знаний ввиду автоматической генерации состояний и переходов для анализов надежности электрических подстанций 20—28

НИКОЛАЕ БОГОЕВИЧ, ДУМИТРУ, ТОАДЕР: Введение фазоров несимметрии в анализ неутравновешанных и несимметричных трехфазных электрических сетей 29—34

ЭНЕРГЕТИКА В ПРОМЫЛШЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

КОНСТАНТИН ИОН: Интерференциальная сигнализация 35—38

ПЕРЕДОВАЯ СТАТЬЯ

СОРИН МУНТЕАНУ: Гидро-Кебек — особые результаты при применении программы энергетической эффективности' 38—40

ИЗ ИСТОРИИ ЭНЕРГЕТИКИ

РОМУЛУС ШФИКИ: Аспекты начала электротехнического и электроэнергетического высшего образования в Молдове 41—43

НИКОЛАЕ ДИАКОНЕСКУ: Из истории румынской радиотелефонии. 65 лет с первой официальной радиотелефонной передачи 44—47

DE PERSONIS

* * * Профессор Плаутиус Андронеску — столетие со дня кончины 48—49

Institutul de Cercetări şi Modernizări Energetice ne informează :

Din motive obiective, ICEMENERG a fost nevoit ca, începînd cu data de 07.03.1994, să îşi schimbe numărul de FAX.

Noile numere sînt :

— director general
— cercetare-dezvoltare
— cooperare ştiinţifică } + 40 1 321 10 10

— director economic
— relaţii de afaceri
— marketing } + 40 1 322 26 40

REDACŢIA

ACEASTĂ REVISTĂ VĂ INTERESEAZĂ!

Abonîndu-vă o veți primi în mod regulat.

Încredințîndu-i publicitatea d-voastră veți putea face cunoscută și apreciată activitatea, produsele și serviciile d-voastră.

Revista ENERGETICA este la dispoziția d-voastră

Vă informăm

În zilele de 27—29 septembrie 1994 va avea loc la Palatul Congreselor din Paris (Franța) conferința internațională DA/DSM Europe '94, asociată cu o expoziție care are ca subiect automatizarea distribuției și gestionarea energiei (Demand Side Management-DSM).

Pentru amănunte adresați-vă direct la

DA/DSM EUROPE
Kaap Hoorn dreef 54
P.O. Box 9402
3506 GK Utrecht
Olanda
Fax + 31 – 30 – 650915

Pentru rezervarea spațiilor la expoziție contactați pe Marc Sterel la + 31 – 30 – 650963 sau la fax + 31 – 30 – 650915

100% JUN 02

INSTITUTUL DE STUDII SI PROIECTARI ENERGETICE

INSTITUTE OF POWER STUDIES AND DESIGN

Studies
Design
Consulting
Engineering
Tech. assistance
Commissioning
Computer services

Turn Key Projects

Thermal and nuclear power plants
Electric transmission lines
Transformer substations
Town heating networks
High pressure and temperature piping

GENERAL CONTRACTOR

ISPE

REFERINŢE

ROMANIA - proiectare pentru sistemul energetic naţional şi alte industrii:
CET, CTE, CNE, staţii şi linii electrice

EXPORT - engineering şi proiectare:
Algeria, Peru, Germania, Cehia
CTE Singareni - India
CET El-Mex Alexandria - Egipt
CTE Hamrawein - Egipt
CET Banias - Siria
CTE Cebu - Filipine
CET Anatolia - Turcia
CET Pucheng - China
CT: Berlin, Dresda, Leipzig, Neubrandenburg, Halle, Rostock, Schwerin - Germania

Staţii de transformare:
Bangladesh, Maroc, Nigeria, Yugoslavia, Siria, Pakistan, Irak, Columbia

Linii electrice aeriene cu circuit simplu si dublu:
Iran, Irak, Egipt, Liban, Iordania, Pakistan Malaezia, Cipru

SERVICIILE OFERITE DE ISPE

Estimări privind opţiunile energetice
Studii de fezabilitate
Studii de fundamentare şi amplasament
Evaluări economice
Studii privind amplasarea centralelor şi staţiilor electrice
Analiza privind factorii de risc şi studii de optimizare a proiectelor

Proiecte de detaliu pentru lucrări electrice, mecanice şi de construcţii
Contracte şi specificaţii
Caiete de sarcini
Analize tehnice şi compararea propunerilor şi ofertelor
Tratative pentru încheierea de contracte
Avizări proiecte
Grafice de realizare a proiectelor
Inspectarea, testarea şi controlul calităţii centralelor şi staţiilor electrice

Metodologii pentru asigurarea calităţii
Inspectarea echipamentelor
Testarea în fabrica furnizoare
Supravegherea lucrărilor de construcţii şi montaj
Asigurarea documentaţiilor finale şi a instrucţiunilor de exploatare

Programe de probe şi teste
Punere în funcţiune şi remedieri
Şcolarizarea personalului de exploatare şi întreţinere
Urmărirea funcţionării iniţiale şi în exploatare a instalaţiei proiectate

With 45 years of experience
Your success is in our Power!

INSTITUTUL DE STUDII ŞI PROIECTĂRI ENERGETICE

ISPE

Bd. Lacul Tei nr. 1 BUCUREŞTI 72301
P.O. Box 30 - 33 Tel. (40.1) 610.70.80
Tx. 10978 ISPE r Fax (40.1) 312.36.20
Măgurele P.O. Box 5204 Fax: (401) 3123930

E 20391 A

ANUL
42

energetica

seria B

2

martie - aprilie 1994

CNE '94

Conferința Națională a Energiei
National Energy Conference
Conference Nationale de l'Energie

JUNE 13-16, 1994
NEPTUN ROMANIA

INSTITUTUL DE CERCETĂRI ŞI MODERNIZĂRI ENERGETICE împreună cu :
- Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - I.S.P.E.
- Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice - I.S.P.H.
- Institutul de Cercetări Nucleare - I.C.N. Piteşti
- Filiala Rețele Electrice - F.R.E Constanța
- Universitatea Politehnică Bucureşti - U.P.B.

organizează, în stațiunea Neptun de pe litoralul Mării Negre, în perioada 13 - 16 iunie 1994

CONFERINȚA NAȚIONALĂ A ENERGIEI - C.N.E.'94

Conferința Națională a Energiei a devenit o manifestare științifică de prim rang a energeticienilor români.

Ultima ediție, organizată în iunie 1992, în stațiunea Neptun, a constituit o reuşită de prestigiu sub aspectul tematicii abordate, al discuțiilor şi propunerilor făcute, al numărului de participanți şi al organizării.

Ecourile acestei manifestări ştiințifice româneşti s-au propagat la mari distanțe, ele fiind receptate şi apreciate în paginile unor prestigioase publicații ştiințifice de specialitate în domeniul energiei.

Această reuşită oblibă organizatorii ediției din anul 1994 să asigure condiții cel puțin egale cu cele din ediția anterioară.

Conferința Națională a Energiei, C.N.E.'94, ediția 1994 se va desfăşura sub genericul **"CĂTRE O EFICIENȚA DURABILĂ A ENERGIEI ÎN ROMÂNIA"** şi va fi organizată pe următoarele 11 secțiuni de larg interes tehnico-ştiințific şi socio-profesional:

Secția I: Politici energetice, conservarea energiei şi impactul asupra mediului înconjurător
Secția II - Sisteme informatice şi informaționale de proces, gestiune şi conducere
Secția III - Atingerea de către Sistemul Energetic Național a standardelor tehnice şi tehnologice UCPTE privind exploatarea, funcționarea şi conducerea sistemului
Secția IV - Retehnologizarea centralelor termoelectrice pentru creşterea duratei de viață şi reducerea costurilor
Secția V - Tehnologii avansate pentru producerea energiei electrice şi termice
Secția VI - Tehnologii avansate pentru transportul şi distribuția energiei electrice
Secția VII - Energia nucleară
Secția VIII - Hidroenergetica şi utilizarea complexă a apei
Secția IX - Tehnologii de întreținere predictivă şi preventivă
Secția X - Relația furnizor-consumator în economia de piață
Secția XI - Managementul resurselor umane

S-au primit deja confirmările de participare din partea unui mare număr de specialişti din țară şi străinătate, interesați în dezbateri tehnico-ştiințifice şi stabilirea unor contacte de afaceri profitabile pentru toți cei interesați.

Ediția a II-a a C.N.E., în afara celor 11 secții, mai pune la dispoziția celor interesați următoarele manifestări tehnico-ştiințifice:

- **Mese rotunde** cu tematica în profilul conferinței conduse de personalități (moderatori) cu activitate profesională recunoscută;
- **Standuri tematice** (3 x 4) în cadrul unei expoziții special amenajate;
- Protecția de **filme tehnice** de 16 sau 35 mm şi de casete video în special amenajate;
- **Vizite tehnice şi turistice** în timpul şi după conferință;
- Un **program social** deosebit de interesant atît pentru participanți, cît şi pentru persoanele însoțitoare.

C.N.E.'94 este susținută de un mare număr de unități de profil din țară şi străinătate, care şi-au manifestat interesul de a obține calitatea de SPONSOR al conferinței, lista acestora rămînînd deschisă.

SUNT INVITAȚI : specialişti din România şi străinătate interesați în problemele energeticii româneşti în perioada de tranziție şi de consecințele în evoluția economică a României .

Relații suplimentare privind detaliile de organizare şi participare se pot obține la: ICEMENERG, Bd. Energeticienilor nr.8, 79619 Bucureşti 3, telefoane: 321.44.65; 321.41.70; fax: 321.10.10; telex:10783 icce r.

VICEPRESEDINTE
AL COMITETULUI DE CONDUCERE

ROMANIA RENEL
REGIA AUTONOMĂ DE ELECTRICITATE

ICEMENERG
INSTITUTUL DE CERCETĂRI ŞI MODERNIZĂRI ENERGETICE

Bd. Energeticienilor 8,
79619 Bucureşti Romania,

tel (4-01) 321 4465. fax (401)321 10 10

telex 10783 icce r

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 42 | NR.2, SERIA B | MARTIE-APRILIE 1994

ISSN 1220 - 5141

ORSZÁGOS MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖNYVTÁR KÖZPONT ÉS 1883

Număr special
"Interconexiune electroenergetică est-vest"

Revista ENERGETICA a fost înființată în anul 1953, continuînd tradiția vechilor publicații inginerești care au avut preocupări în domeniul energiei ca de exemplu:
- Diaru pentru vulgarizarea științeloru naturale și fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societății Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociației Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociației Producătorilor și Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparțin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parțială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacție. Sînt autorizate numai citările destinate lucrărilor științifice și volumelor în care acestea sînt inserate .

Revista apare alternativ în două serii :
- seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;
- seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, stațiilor electrice, ale liniilor de transport și distribuție a energiei electrice , sisteme electroenergetice etc.
Fiecare serie are 6 numere pe an .

CUPRINS

EDITORIAL

JEAN CONSTANTINESCU: De ce orientare către UCPTE ? 55

VIORICA RĂDUCANU: Eficiența energetică în relațiile est-vest 56 - 62

ANCA POPESCU, ȘTEFANIA VELICU, FLORENTINA MIHĂILESCU: Interconexiunea sistemelor energetice est-vest europene - problemă actuală în noile condiții de integrare a României în structurile comunității europene 63 - 67

ARIE A. ARIE, EUGENIU PAVEL : Considerații privind interconexiunea sistemului electroenergetic din România cu sistemele europene 68 - 72

JEAN CONSTANTINESCU, MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU: Criterii de performanță pentru interconexiunea cu UCPTE 73 - 80

CONSTANTIN BUNESCU: Concepția RENEL privind interconexiunea SEN al României cu UCPTE 81 - 84

MANIFESTĂRI TEHNICO-STIINȚIFICE

ADRIANA GEORGESCU: Light and Lighting'93 85 - 86

VASILE RUGINĂ, IRINA POPESCU : Optimizarea utilizării energiei electrice la consumatorii industriali și similari 86 - 89

DIN ENERGETICA MONDIALĂ

ALEXANDRU COGĂLNICEANU : Energetica mondială în anul 1990 89 - 98

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

BIROUL DE REDACŢIE : dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Gabriel POPESCU - reprezentant RENEL; ing. Ion CONECINI; prof. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU - reprezentant ICEMENERG; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; conf. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; ing. Marin CIOCĂNESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; dr. ing. Mihai CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; ing. Alexandru FLORESCU; dr. ing.Laurenţiu GOIA; dr. ing.Dan GOLICIU ; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; ing. Viorel GRIGORIU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Viorel NEGRU ; ing. Gheorghe NEGUŢ; conf. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Constantin POPESCU; dr. ing. Miron POPESCU; ing. Costin POPESCU; ing. Dan RACOVIŢAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; dr. ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN ; ing. Mihai SĂNDULESCU; dr. ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU ; ing. Dinu VOINEA

Redactor : Ana Maria CHIVU

Redacţia şi administraţia:
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251
Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Coperta: 1 Staţia electrică 220/110/20 kV Mostiştea AT 220/110 kV, 200 MVA

DE CE ORIENTARE CĂTRE UCPTE ?

La sfîrşitul deceniului opt, în Europa are loc, odată cu profundele schimbări geopolitice, un proces complex de transformare a organizării şi funcţionării industriilor energiei electrice.

Modelul monopolului natural al electricităţii, care părea perfect în trecut, este pus sub semnul îndoielii, mai întîi în Anglia (1988), apoi în din ce în ce mai multe ţări europene. În alimentarea cu energie se (re)introduce competiţia. Companiile de electricitate, concurate pe propriul teren de către "producătorii independenţi", devin din ce în ce mai "internaţionale" atît în activitatea de bază, cît şi în sfera serviciilor inginereşti.

Cooperarea tradiţională (inter-company coordination) în cadrul organizaţiilor UNIPEDE şi UCPTE a căpătat valenţe şi reguli noi după semnarea Cartei Europene a Energiei. Pentru a-şi concerta atitudinea pe lîngă autorităţile de la Bruxelles, societăţile de electricitate vest-europene au înfiinţat o nouă organizaţie, EURELECTRIC.

Pe acest fundal de transformări, sub impulsul dat de Comunităţile Europene în direcţia dezvoltării schimburilor de energie est-vest, se desfăşoară un proces de reconfigurare a reţelei electrice a Europei. Practic, în toate scenariile, baza de plecare este reprezentată de sistemul UCPTE, un sistem care asigură înalte standarde de eficienţă şi de calitate a serviciului pentru consumatorii de energie.

Extinderea către est a sistemului UCPTE se gîndeşte cu prudenţă. Interconexiunea diseminează vîrfurile de sarcină, dar şi riscurile, care se doresc a fi ţinute sub control. De asemenea, factorul politic continuă să joace un rol marcant, nu întotdeauna favorabil ţării noastre.

Ca în multe alte situaţii, în care problemele de rezolvat au reprezentat obstacole majore, sînt de aşteptat soluţii tehnice noi. De exemplu, interconectarea "sincronă", se poate asocia cu tehnologii neconvenţionale: curentul continuu, FACTS etc.

Pentru România, beneficiile interconectării propriului sistem electroenergetic la sistemul UCPTE nu se reduc numai la acelea determinate de schimburile de energie şi de asistenţă în situaţiile de avarie.

Atingerea standardelor sistemului UCPTE va fi sinonimă cu un salt în eficienţa economică a întregului sistem. Calitatea serviciului acordat consumatorilor va cunoaşte în egală măsură o îmbunătăţire radicală.

Aceste standarde vor schimba semnificativ metodele actuale de planificare, conducere şi gestiune a sistemului electroenergetic. Efortul principal trebuie însă aplicat modernizării echipamentului, în special a celui de control-reglare.

Redactor-şef adjunct
dr. ing. JEAN CONSTANTINESCU

Eficiența energetică în relațiile est - vest

dr. VIORICA RĂDUCANU *

Procesul de tranziție de la sistemul centralizat la cel specific economiei de piață implică schimbări fundamentale în politica economică și energetică a țărilor central și est-europene.

Indiferent de tipul reformei (gradual sau tip "șoc"), introducerea condițiilor pieței a fost însoțită de declinul creșterii economice într-un ritm mai accentuat decît scăderea consumului energetic și implicit de diminuarea eficienței energetice.

In aceste condiții, pentru integrarea energetică est-vest se impune adoptarea de către economiile în tranziție, a unor programe de restructurare a sectoarelor economice, în funcție de criteriul energetic, la baza cărora să stea experiența țărilor vest-europene în ceea ce privește strategiile de conservare și de creștere a eficienței energetice.

The transition process from the centralized system to that one specific to market economy implies fundamental changes in the economic and energy policy of the Central and Eastern European countries.

Irrespective of the reform type (gradual or "shock" type), the implementation of market conditions has generated the decline of economic increase more obviously than the lowering of energy consumption and the diminishing of the energy efficiency.

Taking into consideration these aspects for an Eastern-Western integration, programmes for the economy sectors reorganisation are necesary to be adopted by the transition economies function of the energy criterion, relying on the experience of Westen-European countries as regards the strategies of conservation and increase of energy efficiency.

Descriptori: eficiență energetică, schimburi economice

Pentru țările din centrul și estul Europei, cu o economie în plin proces de restructurare, adoptarea unor programe de creștere a eficienței energetice constituie o problemă deosebită, datorită volumului investițiilor necesare, a căror durată de recuperare este destul de mare. Deși economiile în tranziție au anumite disponibilități financiare, care pot fi utilizate pentru procurarea unor tehnologii eficiente din punct de vedere energetic, în condițiile creșterii prețurilor la utilajele energetice, achiziționarea acestora devine tot mai limitată. De asemenea, lipsa unor informații corecte privind nivelul real al consumurilor energetice înregistrat în anumite sectoare economice și/sau ramuri industriale constituie un obstacol major în implementarea unor programe de creștere a eficienței energetice și implicit a eficienței și competitivității producției. Insuficiența disponibilităților finianciare interne combinată cu lipsa unei anumite abilități în atragerea unor investitori externi

*Institutul de Economie a Industriei, București

interesați, ca și limitarea împrumuturilor de către marile bănci internaționale complică și mai mult situația economică și energetică a acestor țări.

1. Situația economică și energetică actuală a țărilor din centrul și estul Europei

Începînd cu anul 1990, țările din centrul și estul Europei s-au angajat în procesul de reformă economică prin trecerea de la sistemul centralizat la cel specific economiei de piață, proces care implică schimburi fundamentale în politica economică și energetică, concomitent cu adoptarea instrumentelor politice și economice-financiare specifice pieței. Indiferent de ritmul reformei economice (gradual sau tip "șoc") aceste țări trebuie să facă față unor efecte nefavorabile datorate: creșterii prețurilor, uneori peste nivelul pieței mondiale; diminuării treptate, pînă la eliminare, a subvențiilor statului; ritmului scăzut al privatizării din cauza lipsei de capital a populației; necompetitivității și energo-intensivității producției industriale etc.

Introducerea condițiilor pieței a fost însoțită de declinul creșterii economice (fig.1) într-un ritm mult mai accentuat decît cel al consumului energetic (fig.2), care, datorită sporirii consumului

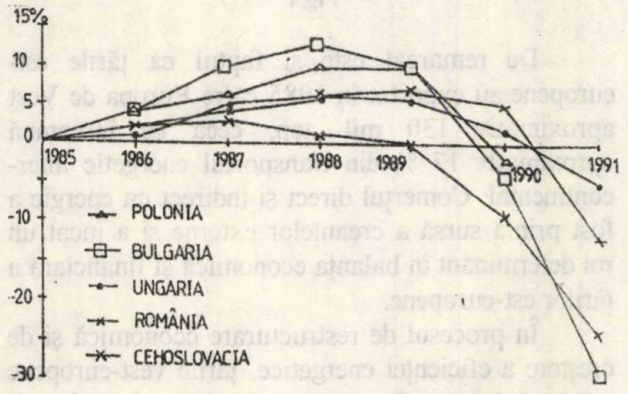


Fig.1

casnic și din sectoarele de servicii, a avut un ritm de scădere mai redus. În aceste condiții, se apreciază că restructurarea economică va trebui să modifice radical eficiența utilizării finale a energiei în paralel cu creșterea eficienței economice și, implicit, a competitivității producției. Dar la nivel macro-economic transferul între diferitele sectoare determină creșterea prețului energiei , scăderea eficienței investițiilor și a comerțului exterior și creează probleme sociale deosebite. Trebuie, deci, stabilit un ritm al restructurării care să nu distrugă capacitățile industriale existente, ci să ofere posibilitatea renunțării la cele energointensive

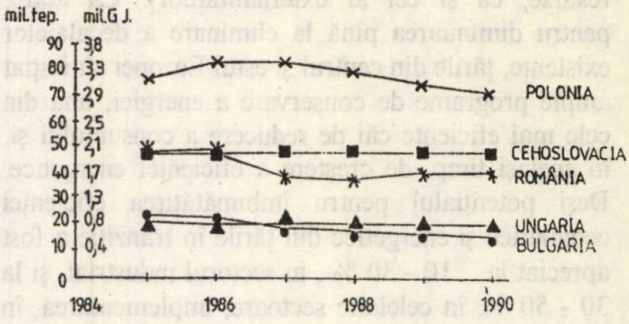


Fig.2

în favoarea celor cu consumuri energetice mai scăzute, ale căror produse să poată concura cu industriile prelucrătoare din vest. În prezent exporturile țărilor est-europene către cele din vestul Europei sînt formate, în principal , din produse energointensive. Cercetările efectuate au demonstrat faptul că relația dintre energointensivitate și capacitatea de export a produselor industriale din țările est-europene către cele vest-europene se prezintă sub formă exponențială (fig.3), ceea ce explică, de fapt, diviziunea socială a muncii între aceste grupe de țări.

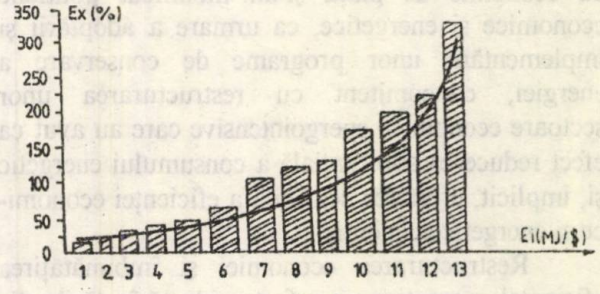


Fig.3

În aceste condiții se impune o schimbare de optică a celor ce decid în politica economică și energetică a țărilor din centrul și estul Europei, în sensul includerii în costurile de producție ale produselor comercializabile pe piața externă, a cheltuielilor cu resursele energetice la costul marginal al pieței mondiale. În ceea ce privește cheltuielile cu energia electrică, acestea trebuie stabilite în funcție de costul marginal pe termen

lung al creşterii producţiei de energie. Toate aceste măsuri contribuie la reducerea diferenţelor existente între preţurile practicate pe piaţa mondială, în funcţie de politica guvernamentală adoptată de fiecare economie în tranziţie (nivelul subvenţiilor, al taxelor şi al datoriilor determinate de importul de resurse, ca şi cel al externalităţilor). Ca atare, pentru diminuarea pînă la eliminare a decalajelor existente, ţările din centrul şi estul Europei au iniţiat ample programe de conservare a energiei, una din cele mai eficiente căi de reducere a consumului şi, în acelaşi timp, de creştere a eficienţei energetice. Deşi potenţialul pentru îmbunătăţirea eficienţei economice şi energetice din ţările în tranziţie a fost apreciat la 10 - 30 % , în sectorul industrial, şi la 30 - 50 %, în celelalte sectoare, implementarea, în ultimii 10 ani a proiectelor pentru conservarea energiei, cu toate că a implicat un volum mare de investiţii nu a avut totuşi rezultatele aşteptate în sensul reducerii energointensivităţii economice. Cele mai multe măsuri de conservare au întîmpinat greutăţi în aplicarea lor datorită scepticismului clienţilor potenţiali şi deţinătorilor de capital necesar pentru respectivele investiţii.

2. Modalităţi diferite de abordare a eficienţei energetice de către ţările est-europene şi de către cele vest-europene

După primul şoc petrolier, ţările dezvoltate cu economie de piaţă şi-au modificat politicile economice şi energetice, ca urmare a adoptării şi implementării unor programe de conservare a energiei, concomitent cu restructurarea unor sectoare economice energointensive care au avut ca efect reducerea substanţială a consumului energetic şi, implicit, creşterea sensibilă a eficienţei economice şi energetice.conomi-

Restructurarea economiei şi îmbunătăţirea eficienţei energetice nu a fost evidentă în ţările din centrul şi estul Europei, întrucît măsurile luate şi eforturile făcute pentru economisirea energiei nu au determinat scăderea puternică a intensităţii energetice. Astfel, consumul specific de energie pe unitatea de PIB s-a situat, în medie, la un nivel de aproximativ două ori mai mare decît cele din ţările vest-europene (fig.4). Intensitatea energetică mare înregistrată în ţările est-europene este rezultatul ponderii ridicate, în totalul producţiei industriale, a ramurilor industriale mari consumatoare de energie, care au o eficienţă energetică scăzută la export, şi ale căror produse au fost destinate prioritar pieţelor ţărilor vest-europene.

Reacţia ţărilor est-europene la nivelul costului primului şi celui de-al doilea şoc petrolier a fost destul de tîrzie şi anemică, iar schimbarea atitudinii lor faţă de modul de utilizare a resurselor energetice primare s-a făcut destul de lent. Astfel , dacă în anul 1973 în ţările est-europene ţiţeiul deţinea aproximativ 47 % în totalul consumului de energie primară, în anul 1985 ponderea acestuia a ajuns la 41 %. În aceeaşi perioadă, în ţările vest-europene, ponderea ţiţeiului în consumul de energie primară a scăzut de la 53 % la 45 %.

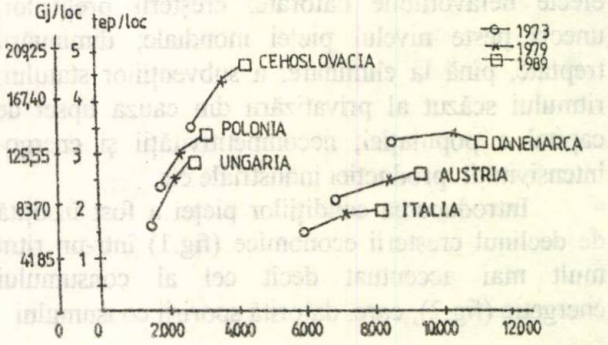


Fig.4

De remarcat este şi faptul că ţările est-europene au exportat în 1985 către Europa de Vest aproximativ 130 mil. tep, ceea ce înseamnă aproximativ 17 % din transportul energetic intercontinental. Comerţul direct şi indirect cu energie a fost prima sursă a creanţelor externe şi a jucat un rol determinant în balanţa economică şi financiară a ţărilor est-europene.

În procesul de restructurare economică şi de creştere a eficienţei energetice, ţările vest-europene au acordat o importanţă majoră introducerii tehnologiilor energetice nepoluante sau cu grad scăzut de poluare. Utilizarea în ţările est-europene, în producţia de energie electrică, în proporţie substanţială, a combustibililor fosili solizi (fig.5) a antrenat un grad ridicat de poluare, în special ca urmare a volumului emisiilor de CO_2 (fig.6).

Reducerea ponderii combustibililor fosili solizi implică, însă, atît introducerea unor tehnologii energetice nepoluante, care datorită costului lor ridicat nu sînt rentabile din punct de vedere

economic, cît şi importul unor surse alternative de energie, care trebuie plătite la convertibilitatea cerută de exportatori. Totuşi, pentru reducerea

Fig.5

poluării în producţia de energie electrică în ţările est-europene, alături de controlul asupra emisiilor de CO_2 s-a practicat, şi încă se mai practică, un sistem de sancţiuni şi penalizări, care însumate deţin 3 - 5 % din produsul intern brut.

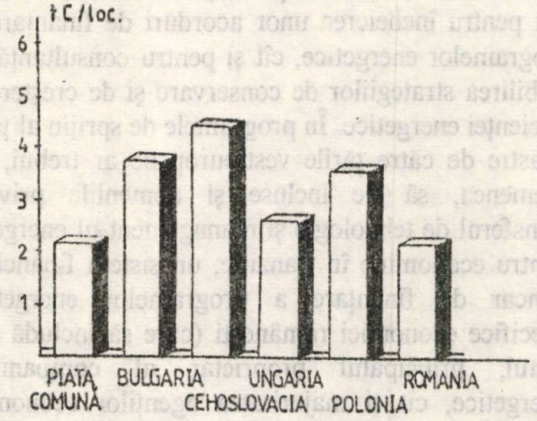


Fig.6

Îmbunătăţirea eficienţei energetice din punctul de vedere al cererii, precum şi măsurile clasice de conservare a energiei au un efect contrariu ("roll-back-effect"), producînd "negawatts", ceea ce determină o neutralizare a capacităţilor energetice. Consecinţele producţiei de "negawatts" semnifică reducerea poluării, în special la utilizarea combustibilului mixt. Îmbunătăţirea eficienţei energetice în ţările est-europene din punctul de vedere al cererii de energie nu înseamnă numai luarea unor măsuri de reducere a poluării prin producerea de "negawats", ci şi măsuri tehnico-economice şi financiare adecvate pentru schimbarea tipului de combustibil utilizat.

Focalizarea acţiunilor de restructurare economică numai în domeniul energetic poate contribui substanţial la reducerea poluării mediului şi creşterea eficienţei energetice, deoarece:

a - activităţile energointensive şi de poluare se vor diminua;

b - se vor moderniza procesele de combustie în producerea energiei;

c - introducerea preţurilor pieţei la resursele energetice a determinat schimbarea structurii bazei energetice probabil în favoarea gazului natural (resurse energetice nepoluante) etc.

La nivel macroeconomic vor trebui însă luate în considerare toate alternativele economice ale restructurării, care să determine, în final, creşterea eficienţei economice şi energetice.

3. Evaluarea comparativă a politicilor energetice ale ţărilor din vestul şi estul Europei

Politicile energetice ale ţărilor cu economie de piaţă prezintă anumite particularităţi şi trăsături specifice, astfel:

a - pentru diminuarea efectelor dăunătoare ale utilizării neraţionale a energiei, la evaluarea programelor energetice se utilizează, în principal, metoda costurilor efective;

b - pentru luarea deciziilor majore în utilizarea energiei şi pentru diminuarea unor efecte nefavorabile datorate limitelor impuse de piaţă, se amplasează la anumite instrumente politice a căror intensitate diferă de la o ţară la alta;

c - pentru creşterea interesului în investiţii, pentru conservarea energiei şi creşterea eficienţei utilizării acesteia, un rol deosebit revine politicilor guvernamentale, care utilizează în acest scop diferite instrumente financiare.

De fapt, ţările vest-europene utilizează instrumente mixte (politico-economico-financiare) pentru creşterea eficienţei energetice, grupate în patru mari categorii, şi anume:

- sisteme de educaţie şi de conştientizare publică privind posibilităţile de economisire a energiei;
- sisteme de acorduri permanente sau incidentale între diferitele ţări pentru reducerea impactului naţional sau internaţional al consumului energetic;
- instrumente economico-financiare incluzînd sisteme de penalizare şi taxare a depăşirilor de

consum energetic, sisteme de acordare a creditelor cu dobînzi mici şi garantate de stat pentru măsuri de reducere a consumului energetic etc.;

- realizarea de proiecte de cercetare-dezvoltare comune.

De remarcat faptul că ţările membre CEE au adoptat o legislaţie adecvată şi au luat măsurile tehnico-economice necesare pentru economisirea şi creşterea eficienţei utilizării energiei.

O comparaţie între politicile de economisire şi de creştere a eficienţei duse de ţările cu o economie dezvoltată de piaţă şi cele cu o economie în tranziţie este destul de dificilă (tabelul 1), deoarece: datorită insuficientei disponibilităţi financiare ţările cu economie în tranziţie nu pot acorda fondurile necesare pentru conservarea energiei; introducerea economiei de piaţă duce în prima etapă la stagnarea şi chiar regresia creşterii economice; aceste ţări nu dispun de o infrastructură energetică suficient de fiabilă şi cu grad ridicat de mentenanţă etc.

Tabelul 1

Compararea aspectelor generale ale politicilor de eficienţă energetică din ţările vest-europene şi est-europene

Politicile aplicate	Caracterizare	
	Ţări vest-europene	Ţări est-europene
În domeniul legislativ:		
• Legea eficienţei energiei	cîteva	puţine
• Agenţii de conservarea energiei	multe	cîteva
Cu privire la stimulentele financiare:		
• Taxe	cîteva	puţine
• Subvenţii	multe	puţine
Cu privire la introducerea unor măsuri tehnico-organizatorice :		
• Standarde de eficienţă energetică	multe	cîteva
• Etichete de eficienţă energetică	cîteva	puţine

Sursa: East West Energy Efficiency, ECE, nr.10, New York, 1992, p.34

Deoarece în ţările est-europene posibilităţile financiare ale statului sînt reduse se pune problema atragerii unor organisme financiare externe, care, pe baza unor acorduri pe termen scurt, mediu sau lung, să finanţeze programele de economisire a energiei şi de creştere a eficienţei energetice, care pot îmbrăca diferite forme (joint-venture arrangements, third-party financing, "first out" approach, shared-saving arrangements etc.) şi pot fi incluse în programele de asistenţă tehnică şi economică ale unor organisme internaţionale financiar-bancare.

În etapa actuală de tranziţie la economia de piaţă în România, ca de altfel în majoritatea ţărilor din centrul şi estul Europei, au loc profunde transformări ca urmare a proceselor de restructurare şi retehnologizare a industriei. Experienţa ţărilor vest-europene în domeniul energetic este relevantă pentru ţara noastră, constituind, de fapt, punctul de pornire în politica de restructurare a industriei, în special a ramurilor energointensive şi a celei de producere a energiei. De aceea considerăm că România trebuie să adopte o politică economică atractivă pentru diferiţi parteneri externi, cu experienţă în acest domeniu, atît pentru încheierea unor acorduri de finanţare a programelor energetice, cît şi pentru consultanţă în stabilirea strategiilor de conservare şi de creştere a eficienţei energetice. În programele de sprijin al ţării noastre de către ţările vest-europene ar trebui, de asemenea, să fie incluse şi domeniile privind transferul de tehnologie şi management-ul energetic pentru economiile în tranziţie; un sistem financiar-bancar de finanţare a programelor energetice specifice economiei româneşti (care să includă atît statul, principalul proprietar al companiilor energetice, cît şi majoritatea agenţilor economici privaţi, mari consumatori de energie); studii tehnico-economice care să permită reliefarea avantajelor şi dezavan-tajelor pentru România a interconexiunilor electro-energetice est şi vest, precum şi studii conjuncturale privind eficienţa exportului de energie în raport cu exportul unor produse manufacturate etc.

Concluzii şi recomandări

A. Creşterea eficienţei energetice în ţările est-europene constituie una din priorităţile reformei economice în procesul de integrare europeană. În acest sens, apreciem că principalii factori ce pot determina creşterea eficienţei energetice pot fi grupaţi în următoarele două categorii:

1. Factori dependenţi de efectele restructurării economice caracterizaţi prin :

• introducerea condiţiilor de piaţă care, prezintă în acelaşi timp unele aspecte pozitive (determinate de subvenţionarea, în prima etapă a creşterii preţurilor energiei pînă la atingerea nivelului pieţei mondiale; existenţa unor stimulente economice reale pentru investiţii în programe de sporire a eficienţei energetice etc.) şi negative (declinul producţiei naţionale, creşterea ratei inflaţiei, sporirea şomajului etc.);

• demonopolizarea şi privatizarea, care determină demolarea vechilor structuri organizatorice şi reclamă crearea unor noi structuri şi responsabilităţi specifice economiei de piaţă. În sectorul energetic, caracterizat prin monopolul statului asupra producerii şi distribuţiei energiei, crearea unor companii private mici, specializate în servicii energetice, surse reînnoibile sau conservarea energiei, este un proces greoi şi dificil. Cel mai important factor pentru ca acest proces să devină operativ este accesul la investiţii externe prin crearea condiţiilor tehnico-economice necesare;

• în general restructurarea economică va schimba "vechea hartă" a consumului de energie prin creşterea ponderii activităţilor economice mai puţin intensive energetic şi scăderea ponderii produselor energointensive şi insuficient competitive la export. În acelaşi timp, în consumul final ponderea transporturilor, serviciilor şi sectorului casnic va marca sensibile creşteri în defavoarea sectorului industrial.

2. Factorii informaţionali, determinaţi de necesitatea cunoaşterii de către ţările vest-europene a nivelului real de dezvoltare economică şi energetică a ţărilor din estul Europei. În acest sens, se apreciază că sînt necesare o serie de informaţii, referitor la:

• rolul guvernului în sectorul energetic în perioada de tranziţie la economia de piaţă paralel cu perspectiva unor probleme specifice privind privatizarea, legislaţia, preţurile şi măsurile economice ce pot fi luate ;

• modul de însuşire a managementului activităţilor energetice la nivel de întreprindere, paralel cu introducerea unor metode de calcul şi evaluare ale investiţiilor în noile condiţii ale economiei de piaţă;

• gradul de conştientizare a publicului asupra necesităţii economisirii şi implicit a conservării energiei. Publicul trebuie să fie informat asupra noţiunii de "good house keeping" (întreţinerea bunurilor casnice), ca şi asupra altor posibilităţi de sporire a eficienţei energetice.

B. Ţările vest-europene pot juca un rol activ în realizarea programelor de eficienţă energetică din ţările est-europene, în plin proces de tranziţie la economia de piaţă, rol ce se poate manifesta diferit în funcţie de nivelul de decizie respectiv, astfel:

1. La nivel guvernamental, reconsiderarea de către ţările est-europene a rolului statului în sectorul energetic se poate baza pe experienţa ţărilor vest-europene în ceea ce priveşte crearea cadrului legislativ (introducerea unor legi specifice,. standarde, etichete, politici de taxe şi subvenţii etc.) şi a cadrului instituţional (legate de noua infrastructură energetică), precum şi pe experienţa lor referitoare la progresul în domeniul monitoringlui eficienţei energetice, la nivel de cercetare fundamentală şi tehnologică etc.

2. La nivelul sectorului industrial, care în ţările est-europene este format, în principal, din ramuri energointensive, cooperarea cu ţările vest-europene, în special cu agenţiile de conservare a energiei, va trebui să fie axată pe introducerea acelor măsuri tehnico-economice care să asigure creşterea eficienţei energetice şi a competitivităţii produselor acestor ramuri. Aceste măsuri se referă la: introducerea celor mai moderne metode de management şi de evaluare economică specifice economiei de piaţă, transferul şi diseminarea tehnologiilor moderne şi atragerea de capital extern.

3. La nivelul întreprinderilor mici şi mijlocii, ţările vest-europene pot oferi o experienţă vastă în domeniul încurajării agenţilor economici în economisirea energiei prin: servicii de management specific; utilizarea unor tehnologii cu consumuri reduse energetice; includerea de investiţii pentru programe energetice şi încheierea de acorduri financiare de tipul third-party financing, joint-ventures şi management contract etc.

4. La nivelul municipalităţilor prin acordarea de asistenţă de specialitate pentru promovarea iniţiativelor privind: urbanismul; producţia şi distribuţia energiei electrice şi termice; transportul public; sisteme de recuperare a deşeurilor; sisteme de finanţare a programelor locale etc.

(Primit la 8 aprilie 1993, acceptat la 14 ianuarie 1994)

Comentariu

la articolul "Eficienţa energetică în relaţiile est-vest"
autor dr. Viorica Răducanu

Ing. FLORENTINA MIHĂILESCU - Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti. In etapa actuală, datorită recesiunii economice din România, există capacităţi de producţie disponibile pentru producerea unei energii suplimentare destinate exportului şi suficientă capacitate în reţelele electrice ale SEN pentru realizarea transportului energiei electrice exportate.

Deci, dacă din punct de vedere tehnic este posibilă realizarea unor exporturi de energie electrică, ansamblul existent al centralelor şi reţelelor electrice oferind această posibilitate, este interesantă analiza efectelor economice ale realizării unui export de energie electrică şi pragul de la care acestea devine eficient pentru ţara noastră.

Pentru determinarea cheltuielilor totale aferente producţiei şi transportului energiei electrice destinate exportului se estimează:

1 - costul total şi specific al producţiei de energie electrică în centralele electrice din SEN, în scopul exportului;

2 - volumul şi costul pierderilor de energie electrică rezultate suplimentar în reţelele electrice ale SEN prin transportul energiei electrice din SE al României.

Pentru determinarea costului minim al şi energiei electrice produse în SEN, suplimentar, în vederea exportului, este necesar să se determine:

- necesarul de combustibil;
- cheltuielile pentru producerea energiei electrice, pentru fiecare bloc termoenergetic şi pe ansamblul sistemului energetic, pentru un anumit volum al energiei exportate şi un anumit grafic de realizare a exportului (la bază, la vîrf, zilnic sau numai în zilele de lucru, pe toată durata anului sau numai sezonier etc.)

Analizele preliminare efectuate şi care au avut în vedere producerea energiei electrice destinate exportului în centrale electrice mai puţin eficiente şi cu combustibil din import au condus la obţinerea unui cost de producere al energiei electrice de circa 33 $/MWh.

Este necesar ca la această valoare să se adauge costul energiei electrice pierdute în SEN prin transportul energiei electrice exportate, taxele de tranzit prin terţe sisteme energetice şi un anumit beneficiu.

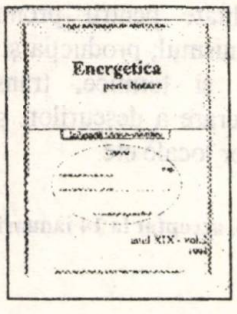
Ţinînd seama de cele de mai sus, în cazul unei oferte concrete de import de energie electrică se va recalcula costul specific al energiei exportate, avîndu-se în vedere şi următoarele elemente:

- preţul combustibilului din acel moment;
- durata şi alura curbei de sarcină de export;
- cantitatea energiei exportate;
- modul de plată a energiei (barter, decontare directă etc.).

Informaţii

Centrul de Informare şi Documentare pentru Energetică al RENEL,cu sediul în ICEMENERG, semnalează apariţia următoarei publicaţii al cărei conţinut este de mare interes pentru energeticieni.

Energetica peste hotare - seria: Informaţii tehnico-ştiinţifice nr.2 / 1994



(format A_4)

Conţine eseuri privind :

- Energetica Poloniei în anul 1991 ; Centrala electrică cu ciclu combinat cu gazeificarea la sarcina intermediară, comparată cu centrala electrică convenţională, alimentată cu cărbune ; Conducerea încărcării cu tehnici secvenţiale de distorsiune a formei undelor ; Avantajele trecerii reţelei electrice din proprietatea statului în proprietatea particulară ; Tratamentul climatic al localurilor de mare înălţime - constrângerile impuse inginerului.

Efectele favorabile pe care le conferă funcționarea interconectată în domeniul realizării schimburilor de energie electrică, a ajutorului în caz de avarie, reducerii necesarului de rezervă de putere și creșterii siguranței în funcționare, a determinat opțiunea interconectării sistemului electroenergetic al României cu sistemele electroenergetice ale țărilor membre ale UCPTE.

Interconectarea sistemului electroenergetic al României cu sistemele electroenergetice din vestul Europeri impune luarea unor măsuri care să asigure condițiile tehnice necesare acestui obiectiv, în direcția creșterii disponibilității centralelor electrice, îmbunătățirii reglajului frecvență-putere, întăririi rețelelor electrice de înaltă tensiune pentru a asigura un volum sporit de schimburi de energie electrică.

Interconectarea sistemelor energetice est-vest europene – problemă actuală în noile condiții de integrare a României în structurile comunității economice europene

The favourable effects generated by the interconnected operation in the field of electric energy exchanges and emergency assistance and in case of reducing the demand of power reserves and increasing the reliability, made necessary to interconnect the Romanian Power System to the Power System of countries belonging to UCPTE.

The interconnection of the Romanian Power System to the Energy System of other European countries requires to take measures enable to provide the necessary technical conditions for this purpose, aiming at increasing the availability of power plants, improving the requency-power control, reinforcing the high voltage electric networks in order to ensure an increased capacity of electric energy exchanges.

dr. ing. ANCA POPESCU , ing, ȘTEFANIA VELICU, ing. FLORENTINA MIHĂILESCU*

Descriptori: schimburi energetice, comunitatea europeană, interconexiuni

Introducere

Dezvoltarea sistemului energetic în România a fost o cerință obiectivă, impusă de dezvoltarea economico-socială a țării.

La nivelul anului 1960 exista un sistem unic, care acoperea întreg teritoriul țării, rețelele de 110 kV constituind baza acestui sistem. Evoluția ulterioară a consumului de energie electrică și termică, corelată cu posibilitățile de acoperire a acestor consumuri, a impus realizarea rețelelor de transport la tensiunile de 220 și 400 kV (fig.1). Strategia viitoare a dezvoltării sistemului energetic românesc are în vedere utilizarea eficientă a tensiunii de 400 kV pentru rețeaua de transport.

Țara noastră a acordat o importanță deosebită dezvoltării cooperării în domeniul energetic, realizîndu-se treptat interconexiuni la 110 kV,

* Institutul de Studii și Proiectări Energetice-ISPE , București.

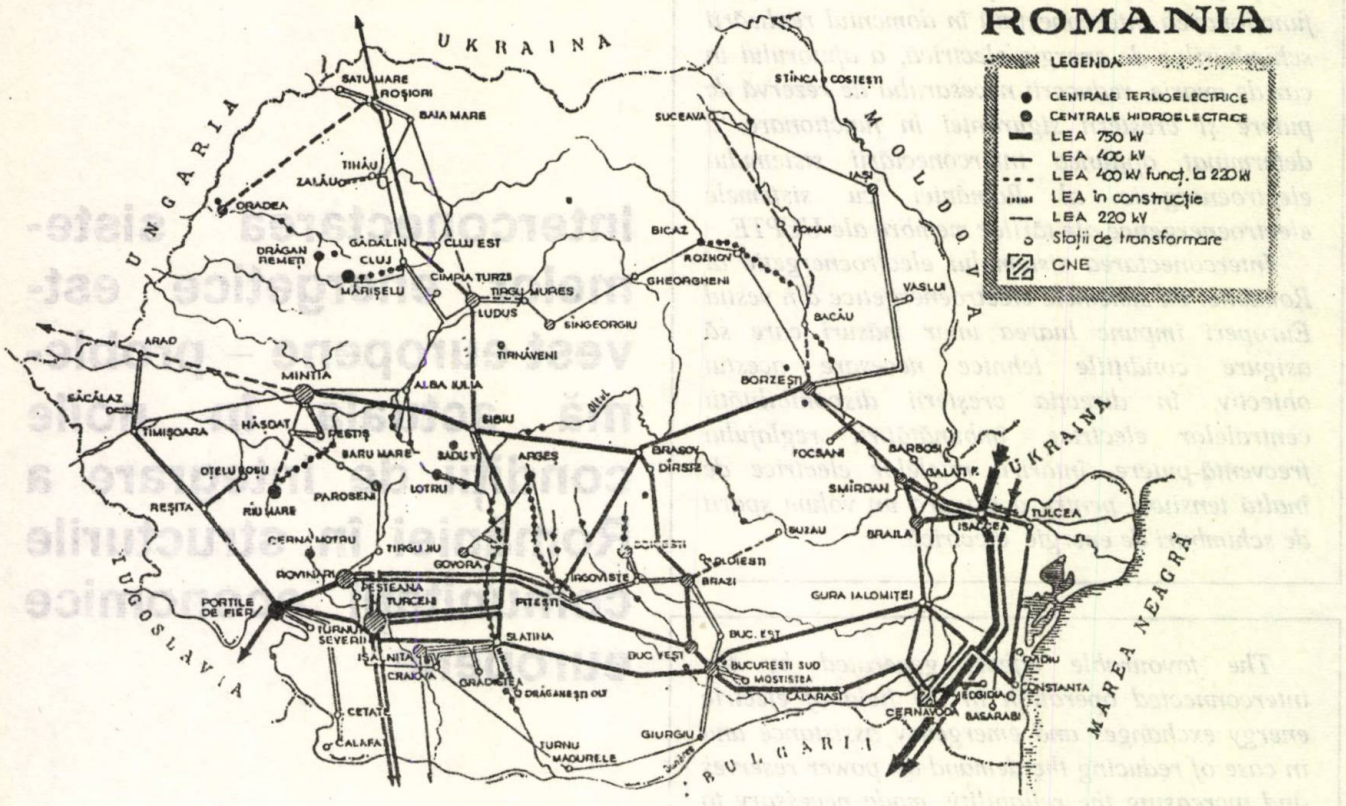


Fig.1. Sistemul energetic național - 1993.

220 kV, 400 kV și 750 kV cu toate țările vecine. Astfel, sistemul energetic românesc s-a integrat în sistemul energetic interconectat (SEI) al țărilor ce aparțineau fostului CAER, a cărui bază de organizare de funcționare în paralel a fost reglementată prin Convenția de Organizare a Direcției Centrale de Dispecer, încheiată în anul 1962, precum și prin convenții bilaterale între țări, în vederea realizării schimburilor planificate de energie electrică.

La baza deciziilor privind realizarea interconexiunilor au stat studiile de oportunitate întocmite de ISPE, care au pus în balanță avantajele și dezavantajele pe care le conferă aceste interconexiuni.

1. Rolul interconexiunilor în dezvoltarea cooperării energetice

Analiza evoluției consumului de energie electrică și a modului de acoperire a acestuia în perioa-da 1970-1992 evidențiază faptul că România a realizat schimburi de energie electrică cu alte țări prin contracte de import și export (fig.2).

Existența funcționării în paralel a sistemului nostru energetic cu SEI a permis valorificarea unor factori energetici cu efect favorabil. Dintre *efectele favorabile* pe care le-a conferit funcționarea interconectată menționăm:

- realizarea schimburilor planificate;
- realizarea întrajutorării cu puteri de rezervă între sisteme în caz de avarii grave, în scopul creșterii siguranței în funcționare;
- creșterea din condiții economice, a puterii unitare a grupurilor și centralelor;
- reducerea, în anumite cazuri, a transferurilor interne de putere și respectiv a pierderilor de putere în rețea;

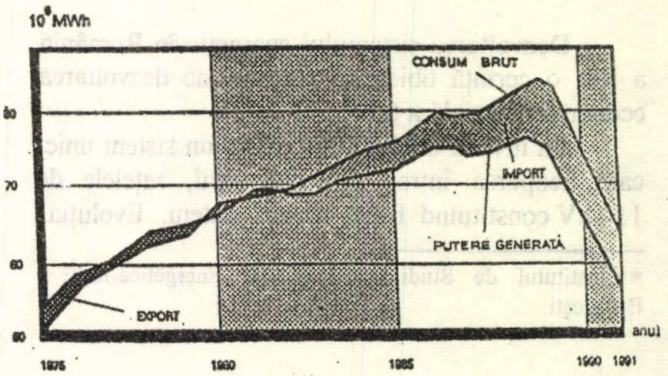


Fig.2.Balanța de energie electrică.

- economia de putere instalată pentru necesităţi de rezervă;

- creşterea siguranţei în funcţionare.

Trebuie subliniat faptul că au apărut şi *inconveniente* datorită funcţionării interconectate, şi anume:

- creşterea curenţilor de scurtcircuit, în special în punctele de racord ale liniilor de interconexiune;

- dificultăţile în controlul fluxurilor de putere activă şi reactivă în unele bucle ale reţelei;

- riscul de transmitere a oscilaţiilor electromagnetice între sistemele energetice vecine, cu posibilitatea apariţiei pericolului unei avarii generalizate;

- dificultăţi în estimarea cît mai obiectivă a departajării financiare între ţări, a efectelor energetice favorabile.

Dar aceste inconveniente au fost rezolvate, ceea ce a făcut posibilă dezvoltarea continuă a interconexiunilor, ţinînd seama de avantajele oferite de funcţionarea interconectată.

2. Necesitatea interconectării sistemului energetic românesc cu sistemele energetice membre ale Uniunii pentru Coordonarea Producţiei şi Transportului Energiei Electrice (UCPTE)

În contextul noilor orientări politico-economice ale ţărilor din estul şi centrul Europei, în perioada 1989 - 1991, toate ţările ale căror sisteme energetice formau SEI şi-au exprimat opţiunea pentru interconectarea la sistemele energetice din vestul Europei, aparţinînd UCPTE. Se are în vedere că, dacă pînă în anul 1989 interconexiunile în cadrul fostului CAER erau dezvoltate cu scopul realizării unor importuri mari de energie electrică din URSS, în prezent politica energetică a fiecărei ţări s-a schimbat, urmărindu-se realizarea obiectivului major al UCPTE, şi anume utilizarea eficientă a energiei în sfera ei de influenţă şi creşterea fiabilităţii în alimentare. Funcţionarea interconectată în cadrul UCPTE se bazează pe cooperarea voluntară în realizarea interconexiunilor, fără limitarea libertăţilor de acţiune şi a responsabilităţilor faţă de consumatorii alimentaţi .

Dacă pînă în prezent între estul şi vestul Europei s-au efectuat schimburi modeste de energie electrică prin intermediul unor staţii de conversie-inversie tip back-to-back în actualele condiţii politice şi economice interesul pentru schimburi de energie a crescut pe măsura reducerii resurselor primare şi a necesităţii reabilitării industriei, în general, şi a ramurii energiei electrice, în special.

În cadrul interconexiunilor est-vest, România îşi propune optimizarea utilizării potenţialului său de producţie şi valorificarea optimă a efectelor de interconectare.

Sistemul energetic românesc dispune de linii de interconexiune (tabelul 1) cu o capacitate de transport importantă. Studiile efectuate de grupele de lucru UNIPEDE-UCPTE privind interconexiunea est-vest au subliniat importanţa deosebită a sistemului energetic românesc în cadrul interconexiunii europene, avînd în vedere poziţia geografică a României şi alura transversală a sistemului energetic al UCPTE de sud (Iugoslavia, Grecia, Turcia). Acest lucru este confirmat şi de studiile efectuate în ISPE. Astfel, sistemul energetic românesc dispune de suficientă capacitate de transport pentru a face faţă unor eventuale schimburi de energie electrică între sistemele energetice UCPTE de nord sau de sud către sistemele energetice din Europa de vest sau către cele din CSI (fig.3).

Fig.3. Capacitatea maxim admisibilă de transport în condiţiile funcţionării sincrone a sistemelor energetice UCPTE-SEI.

Realizarea interconectării cu sistemele energetice UCPTE impune însă respectarea criteriilor pentru participarea la funcţionarea în comun a sistemelor interconectate. Criteriile esenţiale sînt următoarele:

a) Criterii organizatorice:

• deconectarea şi compensarea abaterilor involuntare în exploatare;

• aplicarea perioadelor tarifare UCPTE;

• reglajul orei de sincronism;

• măsuri proprii în scopul evitării perturbaţiilor importante;

• contorizare, măsură şi facturare.

b) Criterii tehnice:

• liniile de interconexiune trebuie dimensionate adecvat pentru a satisface criteriul n-1. Fluxul de putere pe aceste linii trebuie să poată fi reglat independent de configuraţia de centrale sau reţele;

• tensiunea şi reglajul puterii reactive la punctele de frontieră;

• conceptul de protecţie;

• dezvoltarea, construcţia şi exploatarea sistemelor energetice trebuie să ţină seama şi de interesele sistemelor vecine;

• criterii de reglaj al puterii active. Funcţionarea interconectată şi în condiţii de siguranţă antrenează în mod necesar fonduri considerabile pentru reglajul schimburilor de energie electrică între partenerii interconectaţi. Pentru acest motiv, una dintre cele mai importante funcţiuni ale UCPTE este de a rezolva problemele de supraveghere şi control ale reţelei pentru fiecare dintre sistemele interconectate;

• reglajul primar. În reţelele interconectate, reglajul producţiei trebuie iniţiat după principiul reglajului primar, astfel ca atunci cînd nu există echilibru între producţie şi consum, toţi parametrii să participe automat la menţinerea stabilă a frecvenţei şi să acorde ajutor partenerului afectat de perturbaţie. Fiecare partener trebuie să dispună de cel puţin 2,5 % din capacitatea de producţie disponibilă pentru reglajul primar, care trebuie să fie posibil a fi activată în cîteva secunde;

• reglajul secundar (reglaj frecvenţă-putere). Orice partener al cărui sistem este perturbat, trebuie să-şi asigure deficitul de schimb prin activarea puterii generate disponibile cît de repede este posibil. Reglajul secundar se face după principiul de reglaj frecvenţă-putere, în funcţie de caracteristicile sistemului ;

• automatica de limitare a extinderii avariilor.

Pentru realizarea cerinţelor impuse de interconectare s-au reactualizat normativele privind criteriile de dimensionare ale sistemului energetic naţional cu referire la:

- condiţii de verificare a dimensionării reţelelor de interconexiune;

- criterii tehnice de dimensionare a rezervelor de putere şi de asigurare a posibilităţilor de reglaj primar şi secundar prin unităţi energetice din SEN;

- reconsiderarea sistemului teleinformaţional a SEN pentru a face posibil schimbul de date cu alte sisteme energetice naţionale;

- dotarea SEN cu echipamente de gestiune a consumului, a fluxurilor de putere şi energie pe liniile de interconexiune;

- dotarea SEN cu echipamente de reglaj al tensiunii în nodurile de graniţă astfel încît schimbul

Tabelul 1

Linii de interconexiune

Linia	Ţara	Tensiunea [kV]	Număr de circuite	Capacitatea de transport [MVA]	
				Nominală	Actuală
Isaccea - Ukraina Sud	Ukraina	750	1	4000	2600
Roşiori - Mukacevo		400		1280	700
Stînca - Costeşti	Moldova	110	1	130	50
Huşi - Cioara		110	1	85	50
Isaccea - Varna	Bulgaria	750	1	4000	2600
Ţînţăreni - Kozlodui		400	2	2900	1400
Işalniţa - Kozlodui		220	1	360	.....
Porţile de Fier - Djerdap	Iugoslavia	400	1	1200	500
Ostrovu Mare - Kusijak		110	2	350	200
Jimbolia - Kikinda		110	1	85	35
Gura Văii - Sip		110	1	40	20
Arad - Szeged	Ungaria	220	1	1280	450

de putere reactivă pe liniile de interconexiune să fie minim.

Funcționarea interconectată a SEN cu UCPTE ar constitui un element calitativ superior, atît pentru exploatarea eficientă a instalațiilor energetice, cît și pentru ridicarea fiabilității și calității alimentării cu putere și energie electrică a consumatorilor.

Deciziile privind momentul realizării interconexiunii se vor putea lua însă după întocmirea studiului de fezabilitate, care să evidențe prin analize cost-beneficiu avantajele pe termen lung ale acestei acțiuni.

Concluzii

Interconectarea sistemului energetic al României cu sistemele energetice ale țărilor participante la UCPTE reprezintă practic o opțiune la nivelul anilor 1996 - 1998, ceea ce impune luarea unor măsuri care să asigure condițiile tehnice necesare atingerii acestui obiectiv.

Strategia în domeniul energetic impune realizarea programelor care să asigure:

- creșterea disponibilității de timp și de putere a grupurilor electrogene din sistem, realizabilă în principal prin reabilitarea pînă în anul 2000 a unor grupuri din centralele RENEL și punerea în funcțiune a primului grup la CNE Cernavodă (1995);
- rezerva operativă (de secundă și de minut) a sistemului energetic al României, care să-i permită intervenția rapidă la reglajul frecvenței și a puterilor de schimb cu o precizie de cel mult ± 75 Mhz, cerută în cadrul UCPTE. Pentru aceasta se va realiza programul de investiții în domeniul hidroenergetic și reabilitarea unor centrale hidroelectrice în vederea readucerii puterilor disponibile la valoarea nominală;
- îmbunătățirea reglajului de tensiune în sistem prin realizarea reglajului secundar U - Q în rețelele de transport și în centralele electrice cu prioritate în zona liniilor de interconexiune;
- întărirea rețelei de înaltă tensiune a SEN pentru a asigura un volum sporit de schimburi de energie cu țările vecine și deci cu cele membre UCPTE.

(Primit la 18 octombrie1993, acceptat la 2 noiembrie 1993)

Informații

Centrul de Informare și Documentare pentru Energetică al RENEL,cu sediul în ICEMENERG, semnalează apariția următoarei publicații al cărei conținut este de mare interes pentru energeticieni.

Buletin informativ în energetică
nr.1 / 1994

(format A5)

Conține informații scurte despre :

- Cărți, reviste și alte materiale documentare intrate în fondul documentar al bibliotecii tehnice RENEL - DSDE în lunile octombrie, noiembrie, decembrie 1993 ; Energetica la zi ; Strategia RENEL privind protecția mediului înconjurător și a cenușilor de termocentrală ; Prescripții și standarde interne și internaționale ; Fișe tehnologice ; Regulamente ; Publicații CEI ; Relații internaționale - Vizite și deplasări în străinătate ale specialiștilor români.

Considerații privind interconexiunea sistemului electroenergetic din România cu sistemele europene

prof. dr. ing. ARIE A. ARIE*
dr. ing. EUGENIU PAVEL,** prof. asociat

Articolul prezintă cîteva considerații privind creșterea consumului de energie electrică, care s-a dovedit și în ultimii 70 de ani ca fiind exponențială.

In actuala conjunctură schimburile de energie între țările din est și cele din vest se dovedesc avantajoase pentru ambele părți.

Articolul aduce dovezi în sprijinul acestei afirmații.

The paper deals in the beginning worth some considerations refering to the energy consumption increase.

The statistical data from the last 70 years proved that this increase is an exponentialy one. In the last part the paper shows that in the present concurse of events the energy exchanges between eastern and western countries are reciprocal beneficial.

The arguments to confirme these assertions are presented.

Descriptori: interconexiune, sisteme electroenergetice

A trecut numai un secol de cînd omenirea a descoperit o nouă formă de energie: energia electrică. În anul 1929, la sărbătorirea a 50 de ani de la inventarea luminii electrice produsă prin intermediul becului lui Thomas Alva Edison, omenirea a simțit, poate mai profund decît astăzi, importanța acestui eveniment.

Lumina electrică a fost sărbătorită cum se cuvine, ca o invenție care contribuie la ameliorarea condițiilor de viață ale oamenilor și la apropierea intereselor popoarelor.

În cei 100 de ani de la utilizarea practică a energiei electrice, puterile aparatelor și utilajelor au crescut de aproximativ un milion de ori. Astăzi, folosirea energiei electrice apare ca un fapt obișnuit și ar fi greu de imaginat desfășurarea vieții oamenilor în lipsa acestei forme de energie.

Se poate remarca faptul că prognozele făcute de specialiști s-au confirmat în general cu suficientă precizie. Reproducînd din prognoza publicată în [1] și comparînd-o cu datele realizate în anul 1991 (Anuarul statistic), se constată cele prezentate în tabelul 1 (vezi figura 1)

Tabelul 1

Țara	a [TWh]	b [TWh]	c [TWh]
Mondial	4900	14000	11734
Franța	150	500	405
Germania (reunită)	200	1000	550
SUA	1200	3000	3005
Belgia	30	100	50

a. Realizat în 1970
b. Prognozat pentru anul 1990, în ETZ - 1971
c. Realizat în 1991 (după Anuarul statistic al României)

Observație. Datele sunt preluate după [1] și după *Anuarul statistic al României* 1992

* Facultatea de Energetică, Universitatea Politehnică, București
** Redactor-șef revista Energetica

Din examinarea tabelului şi din figură rezultă:

- un ritm mare de creştere a producţiei energiei electrice, care într-un interval de 22 de ani a fost de 2,5 ori;

- curbele de creştere (fig.1) sînt influenţate puţin de perturbările grave care au survenit în lume cum ar fi criza economică din anii 1929 - 1933, războiul mondial din 1940 - 1945, sau accidentele de la centralele nucleare. Nici crizele de energie nu au condus la o micşorare sensibilă a cererii;

- se observă totuşi o diminuare a creşterii reale a consumului de energie electrică faţă de creşterea prognozată. Acest fapt se datoreşte şi introducerii unor tehnologii avansate în procesele industriale.

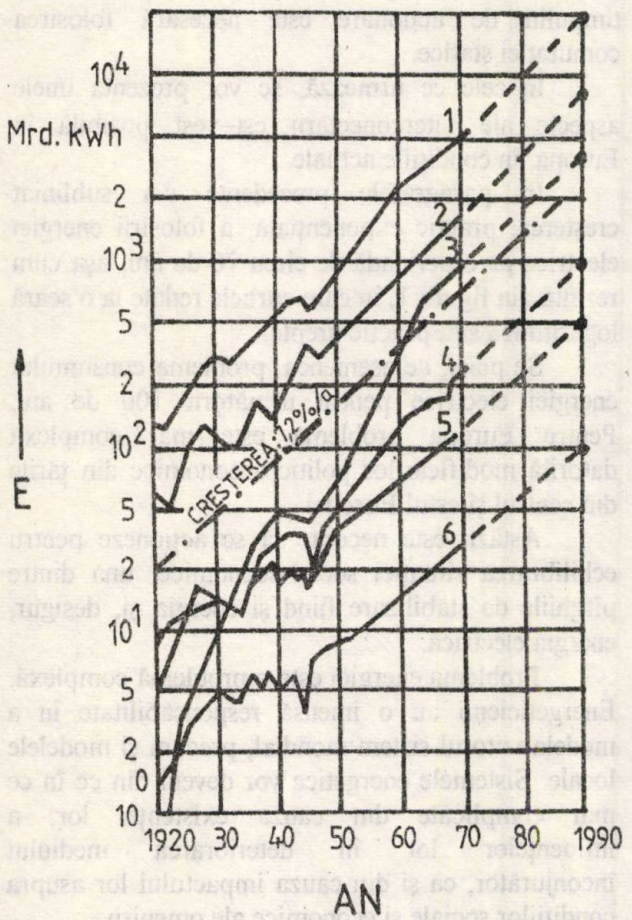


Fig.1. Prognoza evoluţiei consumului de energie în lume între 1920 - 1990, pe plan mondial şi în diferite ţări industriale.

Cum creşterea producţiei de energie electrică este legată direct de cerere, pentru a putea echilibra procesul producere-consum, fără a afecta satisfacerea nevoilor societăţii, este necesar să se intervină direct atît asupra randamentului de transformare a energiei electrice în aşa-numita energie înmagazinată în produsele industriale sau de consum, cît şi asupra micşorării pierderilor la conversia energiei în lanţul sursă-consum.

Desigur că prin îmbunătăţirea randamentului conversiei se economiseşte şi energie primară (fig.2) [2].

Din figura 2 se observă că randamentul s-a îmbunătăţit continuu, prin folosirea tehnologiilor moderne. Astfel, între anii 1970 - 1974 curba prezintă o răsturnare de tangentă, respectiv o creştere a energiilor electrice consumate, obţinute pe baza unei relative diminuări a energiei primare folosite.

Pe lîngă acţiunile de îmbunătăţire a randamentului este evident că interconexiunea sistemelor electroenergetice apare ca o altă acţiune importantă care conduce la avantaje deosebite:

- interconexiunile est-vest ar conduce la o accentuare a aplatizării curbelor de sarcină prin suprapunerea curbelor decalate ale sarcinii din diferite fusuri orare;

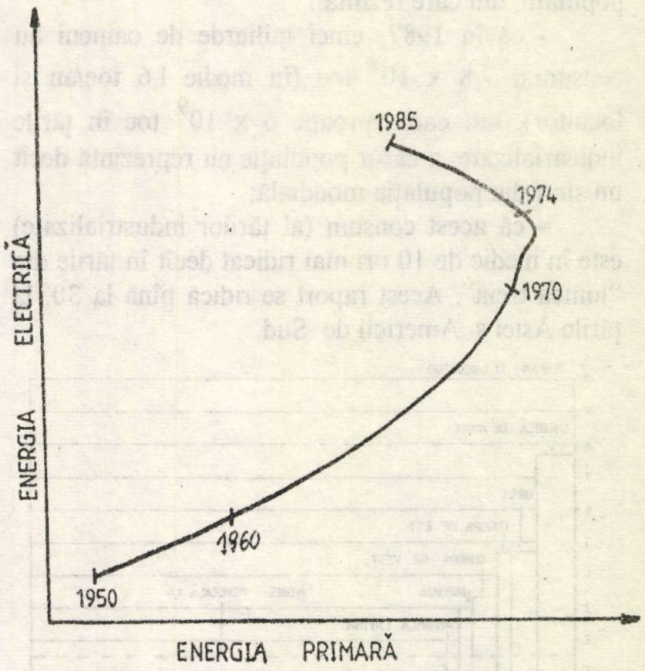


Fig.2. Influenţa folosirii tehnologiilor avansate asupra relaţiei energie electrică înmagazinată în produsele industriale-consum de energie primară .

- interconexiunile nord - sud ar conduce la posibilitatea optimizării regimurilor hidraulice ale apelor din zone aflate pe paralele diferite;

- în ambele cazuri s-ar obţine o micşorare a pierderilor şi o repartiţie mai bună, din punct de

vedere economic, a sarcinilor în sistemele interconectate;

- s-ar obține o micșorare a investițiilor globale pentru capacitățile necesare pentru rezervă, o creștere a siguranței în funcționare și o mărire a stabilității sistemului;

- de asemenea, s-ar putea asigura o reducere a poluării produse de centralele pe combustibili fosili și o folosire mai intensă a centralelor nucleare. Va rezulta, astfel, o mărire a intervalelor de timp de construire de noi centrale în diferite zone ale lumii, utilizîndu-se la maximum puterea centralelor existente, cît și eliminarea centralelor nucleare cu grad mai redus de siguranță (s-a dovedit că efectele accidentale ale acestora nu țin seama de granițe).

Desigur că statele mai puțin dezvoltate ar fi la început mai avantajate sub aspectul asigurării energiei electrice, dar folosindu-se o conlucrare eficientă, prin energie - cheie a dezvoltării umane s-ar obține o micșorare importantă a ecartului economic între parteneri.

In figura 3 se prezintă, după [3], consumul de energie pe locuitor, avînd în vedere grupele de populații, din care rezultă:

- că în 1987, cinci miliarde de oameni au consumat 7,8 x 10^9 toe (în medie 1,6 toe/an și locuitor), din care aproape 6 x 10^9 toe în țările industrializate, a căror populație nu reprezintă decît un sfert din populația mondială;

- că acest consum (al țărilor industrializate) este în medie de 10 ori mai ridicat decît în țările din "lumea treia". Acest raport se ridică pînă la 30, la țările Asiei și Americii de Sud.

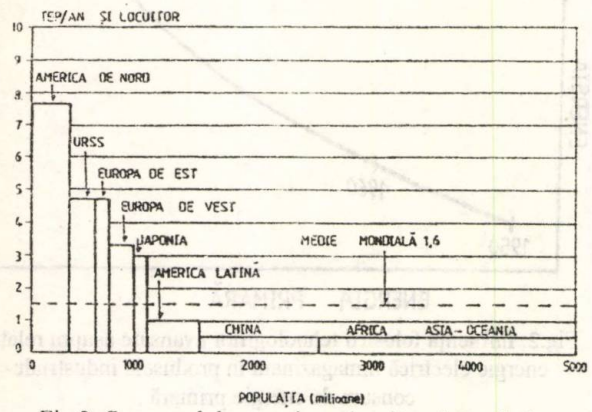


Fig.3. Consumul de energie pe locuitor și populația globului în anul 1987.

Desigur că o interconexiune largă cu trecerea peste paralele și fusuri orare nu este încă, astăzi, de domeniul realului, dar mulți visători au gîndit la o astfel de conexiune generală. Îl citățm pe academicianul Paul Dimo [4] , care s-a gîndit la o interconexiune mondială, în primul rînd Europa - America prin Oceanul Atlantic (o astfel de legătură, din punct de vedere constructiv tehnologic a fost realizată încă din anul 1859 de către Lordul Kelvin; este vorba de un cablu telegrafic).

Procesul de interconexiune a marilor sisteme electroenergetice prezintă însă și dezavantaje și multe greutăți în conducerea operativă, mărirea puterilor de scurtcircuit, dificultăți în reglarea protecțiilor și a reglajelor automate de frecvență - putere, precum și menținerea stabilității, repartiția puterii reactive etc. De aceea, în unele structuri ale marilor sisteme în CA se introduc legături în CC, sau stații punctuale de conversie: CA - CC - CA. De asemenea, pentru mărirea sensibilității reglajului și automatizării, precum și pentru micșorarea timpului de acționare este necesară folosirea comutației statice.

În cele ce urmează, se vor prezenta unele aspecte ale interconectării est–vest posibilă în Europa, în condițiile actuale .

În paragrafele precedente s-a subliniat creșterea, practic exponențială, a folosirii energiei electrice pe o perioadă de circa 70 de ani, așa cum rezultă din figura 1, în care curbele redate la o scară logaritmică sînt practic drepte.

Se pune, de asemenea, problema consumului energiei electrice pentru următorii 100 de ani. Pentru Europa problema este mai complexă datorită modificărilor politico-economice din țările din centrul și estul Europei.

Astăzi, este necesar să se acționeze pentru echilibrarea situației social-economice, una dintre pîrghiile de stabilizare fiind și energia și, desigur, energia electrică.

Problema energiei este o problemă complexă. Energeticienii au o imensă responsabilitate în a modela viitorul sistem mondial, precum și modelele locale. Sistemele energetice vor deveni din ce în ce mai complicate din cauza existenței lor, a influențelor lor în deteriorarea mediului înconjurător, ca și din cauza impactului lor asupra condițiilor sociale și economice ale omenirii.

Principalele strategii ce trebuie luate în considerare în scopul alegerii celor mai bune politici, trebuie considerate ca fiind în conexiune cu problemele integrării economice, creșterii eficienței, conservării mediului înconjurător, dezvoltării surselor curate și reînnoibile.

Țările din Europa Centrală şi de Est, se confruntă cu propriile lor dificultăți ivite după colapsul totalitarismului şi în timpul perioadei de tranziție spre piața liberă. Problema esențială care trebuie rezolvată în domeniul energiei este atingerea nivelului tehnologic al țărilor dezvoltate. Desigur, există multe diferențe între țările est-europene (şi central-europene) şi celelalte țări, în special cele din vest şi Statele Unite ale Americii, dar starea generală necorespunzătoare în lume impune necesitatea reexaminării tuturor modelelor existente.

Strategiile care trebuie luate în considerație sînt specifice nu numai în estul şi în centrul Europei, ci şi în toată lumea. Toate națiunile sînt interesate într-o integrare tehnică, strategie care, se ştie, are o serie de avantaje importante.

Asupra integrării energetice a lumii se poate spune că cei mai mulți specialişti sînt lămuriți. Avantajele interconectării sistemelor electroenergetice sînt bine cunoscute, aşa cum s-a mai arătat în prima parte: schimbul puterii instantanee, posibilitatea scăderii capacităților instalate şi optimizarea rezervelor, posibilitatea minimizării şi optimizării prețurilor energiei sînt cîteva din avantajele interconexiunii. Desigur, repartiția geografică neuniformă a energiei primare reprezintă încă un mare handicap pentru ideea de integrare energetică, dar celelalte tendințe de integrare vor influența decisiv, în viitor, şi energetica.

În domeniul electroenergeticii, noile tehnici electronice, în special în electronica de mare putere, au deschis noi posibilități pentru marile sisteme electroenergetice. Începînd cu sfîrşitul celui de al doilea război mondial, s-au produs dezvoltări intense ale instalațiilor de CCIT. Realizări importante s-au obținut în SUA, în țările fostei URSS şi în Suedia. Redresoarele cu vapori de mercur de mare putere, monofazice, au deschis drumul primelor instalații de convertire de CA/CC, montate pentru rețele de transport de energie electrică. Azi, electronica de putere se bazează pe tehnica tiristoarelor, care a căpătat un mare interes. Noile instalații CCIT s-au extins şi s-au îmbunătățit prin modernizarea comenzilor şi controlului, precum şi prin sistemele de protecție. Soluțiile depind în special de costuri.

În prima etapă, sistemul electroenergetic UCPTE va fi conectat prin intermediul stațiilor "back-to-back". Stația Dürnrohr este în prezent în exploatare şi sînt şi alte stații în curs de realizare, care vor lega sistemele german şi austriac cu sistemele din Cehia şi Ungaria. Dar soluția valabilă pentru viitor trebuie examinată încă din cauza costurilor şi restricțiilor calitative.

Analizele tehnice şi economice vor scoate în evidență optimumul care trebuie avut în vedere.

Desigur, pentru țările din est există o mare problemă de calitate a sistemelor electroenergetice pentru a asigura compatibilitatea cu sistemul UCPTE, problemă a cărei rezolvare va implica investiții majore. Extensia interconexiunilor sistemelor electroenergetice este un scop spre care se tinde şi care ar putea avea ca țel final un sistem electroenergetic "planetar", aşa cum l-a definit Paul Dimo [4]. Un asemenea sistem ar putea beneficia de avantajele balanței Soare-Pământ. Conceptul lui Dimo este o foarte curajoasă anticipație, dar, în acelaşi timp o idee foarte realistă şi rezonabilă.

Integrarea sistemelor electroenergetice va deveni o necesitate economică şi politică; desigur, este vorba de o integrare tehnică şi nu administrativă. Noile tehnologii în producerea, transportul şi distribuția energiei electrice permit realizarea unor interconexiuni în condiții mult îmbunătățite.

Țările din Europa de Est şi Centrală ar fi favorizate de aceste circumstanțe, deoarece prin aceasta se vor îmbunătăți tehnicile şi calitatea, care vor atinge nivelurile standardelor vestice. Țările vestice ar avea, de asemenea, de cîştigat datorită abundenței surselor de energie naturală din est, de exemplu: gaz, petrol, hidroenergie etc. şi chiar de surse nucleare. Este important a se scoate în evidență elementele care caracterizează cele două mari sisteme electroenergetice din cele două părți ale Europei. După cum se ştie, cel mai mare sistem electroenergetic din vest este cel al UCPTE (Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity), înființată în 1951, şi care cuprinde cele mai multe din țările vest-europene. Sistemul NORDEL (Northern Countries System) este conectat cu UCPTE prin legături în curent continuu.

Regatul Unit, fiind o țară insulară, are propria sa rețea, dar este conectată cu rețeaua franceză printr-o linie de cablu CC.

Sistemul din Europa de Est a fost puternic influențat de fostul CAER. El reprezintă cel mai mare sistem electroenergetic din lume, cu o putere de circa 300 GW.

În timp ce UCPTE reprezintă o unitate întreparteneri egali, sistemul CAER a fost marcat de rolul dominant al URSS.

În timp ce UCPTE reprezintă o unitate întreparteneri egali, sistemul CAER a fost marcat de rolul dominant al URSS.

Ar fi de dorit ca cele două sisteme puternice să formeze un sistem "pan-european", pe baza unei viitoare cooperări. Formula a fost introdusă de dr. Wolfgang Strassburg de la RWE Energie AG din Germania. O comparație între cele două sisteme scoate în evidență următoarele diferențe principale:

- puterea maximă anuală până în 1989 era de circa 59 % din puterea instalată în vest şi de 71 % în est. Specialiştii susțin că gradul de utilizare a puterii instalate mai mic în vest se datoreşte standardelor mai pretențioase ale UCPTE, care cereau o rezervă de alimentare mai mare;
- partea de capacitate din total care reprezintă puterea instalată în centralele termo-electrice este de circa 40 % în vest şi circa 70 % în est;
- există o diferență între metodele şi modul de exploatare în reglajul frecvenței, în stabilirea rezervei etc.;
- standardele sistemelor din vest sînt mai pretențioase față de cele ale sistemelor din est.

Aceste diferențe fac imposibilă o interconexiune imediată. Pentru moment legăturile absolut necesare pe termen scurt ar implica instalații de conexiuni asincrone. In general, intensificarea interconexiunilor şi a schimburilor de putere apare pentru moment complicată şi dificultățile nu trebuie subestimate. Un exemplu care subliniază dificultățile, a fost livrarea către România a 400 MW oferiți de Germania în lunile ianuarie şi februarie 1990. Pentru a se putea realiza acest schimb au fost necesare mai multe combinații:

- un tranzit via Germania-Austria-Cehoslovacia-Ungaria-România;
- un tranzit via Germania-Austria-Iugoslavia-România;
- un tranzit via Germania-Austria-Ungaria-România.

Pe viitor, pe lîngă legăturile între ssistemele electroenergetice din nordul şi centrul Europei, se impune şi studierea unei interconexiuni în sudul Europei. Examinarea unor legături şi interconexiuni în Balcani apare ca foarte importantă. Schimburile între România şi țările din sud, Turcia, Bulgaria, Grecia, apar ca deosebit de favorabile.

In toate cazurile, la o simplă privire a geografiei zonei, România apare ca un nod dominant pentru interconexiuni şi drumuri de orice fel între nord şi sud, între vest şi est.

Din cele de mai sus rezultă, după părerea autorilor, că integrarea energetică între marile sisteme europene nu mai poate întîrzia multă vreme, aceasta impunîndu-se din multiplele considerații dintre care cea economică ocupă un loc important.

BIBLIOGRAFIE

[1] Hofman, A. A *Hochspannungsübertragung heute und morgen.* In: ETZ - A, Bd.92 (1971), H. 12, pp. 663 - 672

[2] Boone, W., Jansen, W.J.L. *Electrotechnology in Industry, New Opportunities for Use* (Raport trimis de guvernul Olandei la seminarul privind folosirea rațională a energiei electrice ținut în România 7 - 9 noiembrie 1990 ONU).

[3] x x x *L' energie - Faits et Figures.* Agence française pour la maîtrise de l'energie. Paris, 1987.

[4] Dimo, P. *Sistemul energetic planetar.* Ed. Academiei, Bucureşti, 1988.

(Primit la 1 octombrie 1993, acceptat la 5 octombrie 1993)

Pentru interconectarea sistemului energetic românesc cu sistemul vest-european (coordonat de Uniunea pentru Coordonarea Producției și Transportului de Electricitate - UCPTE) vor trebui îndeplinite o serie de criterii tehnice impuse de această organizație.

In lucrare se prezintă criteriile de bază care constituie solicitările UCPTE către noii parteneri și cîteva dintre acțiunile inițiate și desfășurate în cursul anului 1993 la noi.

In order to interconnect the Romanian Power System to the Western European system (coordinated by UCPTE), several technical criteria required by this organisation shall be met.

The fundamental criteria represented by UCPTE request to the new partners and a few actions initiated and carried out during 1993 in our country, are presented in the paper.

Criterii de performanță pentru interconexiunea cu UCPTE

dr. ing. JEAN CONSTANTINESCU,
dr. ing. MARIUS POMÂRLEANU
ing. LIA BEJUSCU*

Descriptori: UCPTE, interconexiuni energetice, criterii de calitate

Introducere

Ultimii ani au adus în discuție perspectiva interconectării SEN cu sistemul electroenergetic vest-european coordonat de UCPTE, care reprezintă o reușită tehnică și economică pentru țările aflate în Uniune și o evidentă atracție pentru țările est-europene.

Fondată în 1951, UCPTE a precizat în timp acțiunile tehnice pe care trebuie să le îndeplinească noii parteneri, astfel încît să nu fie influențată funcționarea economică, sigură și de bună calitate a participanților inițiali.

In preocupările privind interconectarea SEN la sistemul vest-european sînt cristalizate deja cîteva orientări de bază:

- principiul "pas-cu-pas" (sau "țară-după-țară") propus de unele țări nu este indicat; sistemul energetic est-european este de mulți ani interconectat și posedă și capacitatea tehnică și experiența necesară unei astfel de funcționări, fiind oportună o interconectare "în bloc" a țărilor respective;

- nu este realist să se conteze pe o "superrețea" construită în acest scop; cu relativ puține întăriri, actualele linii de 220 kV și 400 kV fac față schimburilor de energie în prima etapă a interconectării;

- cuplarea "sincronă" este mai ieftină și mai sigură; ea asigură maximum de schimburi și ajutor de avarie;

- este interesul UCPTE ca toate sistemele din Balcani să funcționeze în paralel, actuala configurație fiind vulnerabilă.

In prezent sînt reglementate principalele cerințe tehnice la care trebuie să răspundă orice sistem în vederea interconectării la sistemul UCPTE.

1. Criterii de bază privind funcționarea sistemului energetic

Recomandările UCPTE privesc șase aspecte majore ale funcționării unui sistem energetic, și anume:

1 - acoperirea consumului;

2 - reglajul primar al puterii;

3 - reglajul frecvență - putere (reglajul secundar);

4 - reglajul tensiunii;

5 - siguranța funcționării la criteriul N-1 elemente;

6 - măsuri antiavarie.

* Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice-ICEMENERG, București

Acoperirea consumului trebuie realizată permanent, în baza unor contracte care să țină seama de indisponibilitățile ce pot afecta producția de energie electrică. Dacă în situații excepționale puterea generată devine mai mică decît consumul, se va găsi imediat o nouă sursă sau se vor deconecta consumatori. Se apreciază că în sistemele mari o diferență de 20 - 25 % între puterea instalată și vîrful sarcinii este suficientă pentru acoperirea permanentă a sarcinii.

Reglajul primar impune o rezervă permanentă de cel puțin 2,5 % din producția totală și o distribuție echilibrată pe un număr cît mai mare de generatoare.

Această rezervă trebuie să poată fi activată în cîteva secunde (maximum de timp pentru activarea a 2/3 din această rezervă nu trebuie să depășească 10 secunde).

Statismul centralelor reglante trebuie să fie cît mai mic posibil (2 - 6 %) și fără benzi intenționate de instabilitate.

Banda de frecvență în interiorul căreia fluctuațiile sarcinii nu provoacă nici o variație în puterea produsă trebuie să fie mai mică de 20 mHz.

De asemenea, rezerva primară trebuie să rămînă intactă, chiar dacă frecvența este 49,95 Hz.

Reglajul frecvență-putere are la bază următoarele reguli, convenite de comun acord:

a) partenerul la care se produce un dezechilibru producție-consum trebuie să ia măsurile necesare pentru acoperirea acestui dezechilibru cu resurse proprii în cîteva minute;

b) rezerva de putere necesară în acest scop trebuie să fie egală cu capacitatea celui mai mare grup din sistem, dar nu mai mică de 3 - 5 % din consumul total momentan;

c) dacă frecvența de referință este 50 Hz trebuie să fie posibilă fixarea acesteia la orice valoare în domeniul 49,95 - 50,05 Hz (pentru corecția orei sincrone);

d) trebuie să fie posibilă transmiterea în timp real a informațiilor privind puterile de schimb la un centru coordonator extern.

Reglajul tensiunii este supus, de asemenea, cîtorva reguli, cum ar fi:

a) variațiile tensiunii la extremitățile liniilor de interconexiune trebuie să fie acceptate de către ambii parteneri;

b) în vecinătatea frontierelor echilibrul între puterea reactivă produsă și consumată trebuie menținut cît mai mult timp posibil;

c) dacă variațiile tensiunii pot produce perturbații în rețelele vecine, trebuie montate instalații de compensare, care să mențină tensiunea în limite acceptabile.

Siguranța funcționării la criteriul N-1 cere ca rețeaua să fie capabilă să funcționeze în condiții bune, fără ajutorul partenerilor, în cazul în care un element de rețea este scos din funcțiune și să nu producă dificultăți rețelelor interconectate la pierderea oricărui element (linie, transformator, generator, instalație de compensare). Liniile de interconexiune trebuie să aibă o capacitate de transport suficient de mare pentru a asigura puterea de ajutor care urmează acțiunii reglajului primar.

Măsurile generale antiavarie implică respectarea următoarelor cerințe:

- în cazul unor variații mari ale frecvenței și (sau) tensiunii, centralele trebuie să rămînă în funcțiune cît mai mult posibil;
- se recomandă instalarea unor automatici de izolare a centralelor pe serviciile interne în cazul unei avarii extinse de sistem, pentru a fi posibilă o restabilire rapidă a funcționării interconectate;
- în cazul unor reduceri mari ale frecvenței instalațiile de descărcare automată a sarcinii trebuie să elimine 10 - 20 % din sarcina sistemului pînă la atingerea frecvenței de 49 Hz;
- la frecvențe scăzute deconectarea automată a sarcinii trebuie să asigure stabilitatea grupurilor cuplate la sistem;
- protecțiile rapide trebuie să elimine selectiv defectele care ar afecta orice parte a rețelei;
- liniile de transport, în particular cele de interconexiune, vor fi echipate cu dispozitive de protecție cu reanclanșare monofazată; reglajul lor va fi convenit între parteneri;
- pierderea unei legături de teletransmisie nu trebuie să fie o cauză de întrerupere a funcționării interconectate;
- sistemele de protecție și control din stațiile electrice, legăturile de telecomunicații și teleconducere trebuie să rămînă operaționale la dispariția tensiunii pînă la restabilirea funcționării normale;
- în cazul unei avarii generale de sistem grupurile energetice trebuie să poată fi pornite fără tensiune din exterior.

2. Verificarea cerințelor tehnice de interconectare

Societățile de electricitate care doresc interconectarea la sistemul UCPTE trebuie să demonstreze, prin probe pe viu, posibilitatea de asigurare a performanțelor cerute de reglementările Uniunii.

Prima categorie de probe se referă la *funcționarea izolată*. Sistemul energetic în cauză se separă de eventualii lui parteneri anteriori pe o perioadă de ordinul cîtorva zile.

În această fază, prealabilă interconexiunii, testele servesc la evaluarea următoarelor elemente :

- calitatea reglajului primar de sarcină şi a reglajului secundar frecvență-putere;
- posibilitatea de funcționare la o frecvență de referință diferită de 5o Hz, care să permită ajustarea orei sincrone;
- posibilitatea realizării regimului electric care să permită stabilirea legăturii de interconexiune.

Principalele teste concrete sînt:

a) înainte de separarea de foştii parteneri se înregistrează:

- puterile de schimb pe liniile de interconexiune;
- abaterea de la grafice a puterilor de schimb;
- variațiile de frecvență;
- sarcina totală a sistemului.

Se testează reglajul frecvenței prin declanşarea de grupuri. Se comunică serviciilor de profil din UCPTE:

- prognoza consumului pe perioada stabilită şi valorile realizate;
- graficul schimburilor de putere cu partenerii interconexiunii raportate la valorile realizate;
- benzile de reglaj stabilite şi respectiv, realizate;
- semnalul nivel transmis de regulatorul f-P central;
- tensiunile în stațiile destinate viitoarelor interconexiuni;
- acțiunile dispecerilor ;
- eventuale descărcări de sarcină;
- înregistrările pe suport informatic ale frecvenței şi puterilor de schimb, cu precizia ce va fi impusă ulterior RAfP;

b) la funcționarea izolată se urmăreşte compor-tarea de durată a sistemului energetic, fără intervenții speciale ale personalului de exploatare; în acest timp se produc intenționat o serie de dezechilibre producție-consum; se comunică UCPTE aceleaşi date ca mai sus;

c) se încearcă apropierea de sincronizarea cu sistemul UCPTE fără conectarea la rețeaua UCPTE; se verifică capacitatea sistemului de a satisface condițiile necesare conectării de durată, respectiv: abateri suficient de reduse între frecvențe şi între fazele şi amplitudinile tensiunilor la capetele primei linii care se conectează; se vor urmări şi abaterile similare între mărimile asociate cu extremitățile celorlalte linii de interconexiune; datele măsurate se comunică UCPTE.

Dacă testele din această fază preliminară sînt satisfăcătoare se trece la o a doua serie de teste, *în faza de interconectare*, şi anume:

d) conectarea cu rețeaua UCPTE printr-o linie de interconexiune; verificarea funcționării de durată a RAfP, fără perturbații provocate:

- la schimbul de putere nul cu UCPTE;
- la schimb nenul.

Se înregistrează şi se comunică UCPTE aceleaşi date ca la proba a);

e) realizarea aceloraşi condiții ca în testul d), dar cu provocarea unor abateri în balanța producție-consum la noul partener.

Se recomandă ca aceste probe să se desfăşoare atît iarna, cît şi vara, parcurgîndu-se regimuri caracteristice sistemului testat (vîrf-gol, zi de lucru, zi de sărbătoare etc.).

Pe baza probelor se stabileşte ecartul tip al abaterilor frecvenței şi puterilor de schimb. În funcție de valorile principalilor parametri obținute se va hotărî definitivarea interconexiunii.

Deja în cursul anului 1993 au fost organizate de către DEN în colaborare cu ICEMENERG probe în sistem pentru cunoaşterea comportării lui în urma unor perturbații de sarcină.

Probele au avut drept scop comportarea sistemului nostru la funcționarea izolată şi la funcționarea interconectată cu sistemele vecine, în regimuri normale şi în regimuri perturbate, la pierderea interconexiunii şi la deconectarea unui grup hidroenergetic, în lipsa sau în prezența reglajului secundar frecvență-putere.

Pentru început probele au urmărit comportarea sistemului în lipsa reglajului frecvență-putere, perturbația fiind pierderea interconexiunii cu SEI în condiții de import şi de export de putere. Interconexiunea era realizată printr-o singură legătură, LEA 400 kV, Roşiori-Mukacevo, cu un

import de 280 MW şi, respectiv, cu un export de 220 MW.

În figura 1 se prezintă variaţia frecvenţei în sistem (pentru situaţia cu import), iar în figurile 2 şi 3 apare modul în care a variat puterea generată la grupul 5 din CET Bucureşti-Sud şi la grupul 7 din CET Işalniţa.

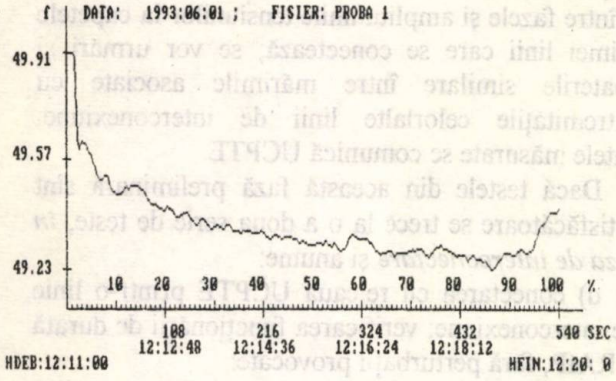


Fig.1. Variaţia frecvenţei la deconectarea LEA 400 kV Roşiori-Mukacevo cu import 280 MW.

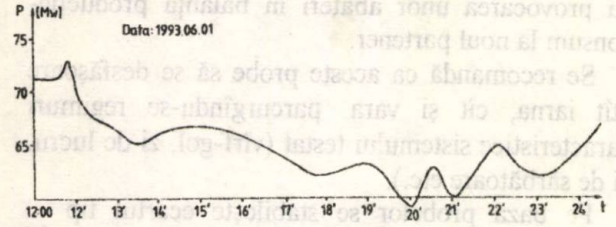


Fig.2. Variaţia puterii active în timpul probei de deconectare a LEA 400 kV Roşiori-Mukacevo cu import 280 MW la grupul 5 în CET Bucureşti-Sud.

Proba s-a repetat în condiţii de export; variaţia frecvenţei este dată în figura 4.

Se poate constata că variaţia frecvenţei SEN în urma apariţiei unui deficit de putere indică ocomportare nesatisfăcătoare; încercarea de stabilizare este de foarte scurtă durată, după care frecvenţa continuă să scadă timp de aproape 6 minute. Comportarea sistemului este complet diferită în cazul deconectării cu import de putere faţă de cazul deconectării cu export de putere. Practic, centralele, în special cele termoelectrice, nu reacţionează corespunzător la variaţiile de frecvenţă.

O a doua grupă de probe a fost efectuată cu instalaţia de reglaj frecvenţă-putere în funcţiune.

În figura 5 este prezentată curba de variaţie a frecvenţei după deconectarea LEA 400 kV Roşiori-Mukacevo cu un import de 309 MW; parametrii

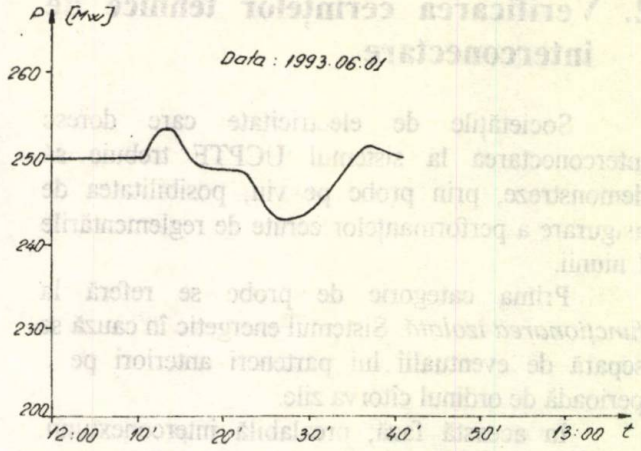


Fig.3. Variaţia puterii active în timpul probei de deconectare a LEA 400 kV Roşiori-Mukacevo cu import 280 MW la grupul 7 în CET Işalniţa.

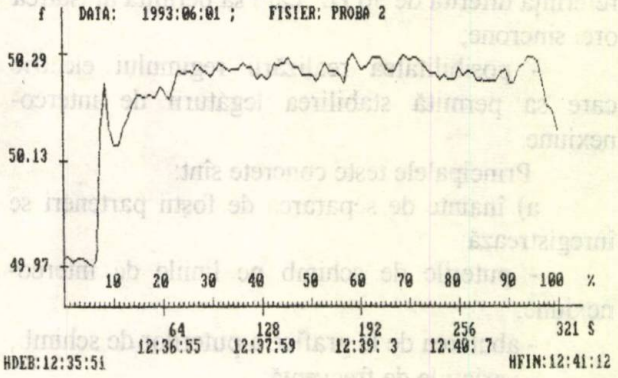


Fig.4. Variaţia frecvenţei la deconectarea LEA 400 kV Roşiori-Mukacevo cu export 220 MW.

regulatorului central sînt reglaţi la valorile optime: energia reglantă secundară, K_S , 500 MW/Hz, coeficientul de proporţionalitate, K_p, 50 % şi constanta de integrare, T_i, 10 secunde. Reglajul secundar acţionează în centrale hidroelectrice ale căror regulatoare de sarcină au fost reabilitate şi modernizate de către ICEMENERG (Porţile de Fier, Lotru, Stejaru, Corbeni), banda de reglaj fiind de circa 500 MW.El a asigurat o redresare a frecvenţei în aproximativ 2,5 minute.

Din înregistrările de durată ale variaţiei frecvenţei şi ale puterii de schimb în regimuri neperturbate, ca cele din figura 6, s-au putut calcula indicatorii staristici ai calităţii reglajului (ecartul tip, media etc.), care au rezultat satisfăcători. De exemplu, la funcţionarea interconectată a SEN cu SE-ESE (Albania, Grecia, Macedonia, Serbia) ecartul tip obţinut este 3,74, iar

distribuţia indicatorului $I_{f'}$ este între -27 şi +17, după cum se poate vedea în figura 7*)

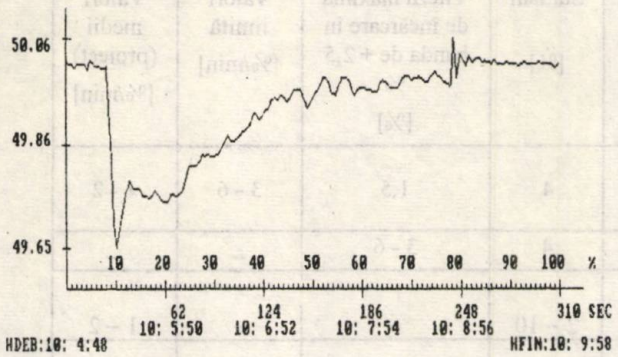


Fig.5. Variaţia frecvenţei la deconectarea LEA 400 kV Roşiori- Mukacevo cu import 309 MW - RAfP în funcţiune cu K_s = 500 MW/Hz; K_p = 50 %; T_i = 10 s.

În condiţiile unei rezerve în centralele hidroelectrice suficient de mari, comportarea sistemului RAfP este mulţumitoare, dar nu trebuie pierdut din vedere faptul că, în lipsa rezervei

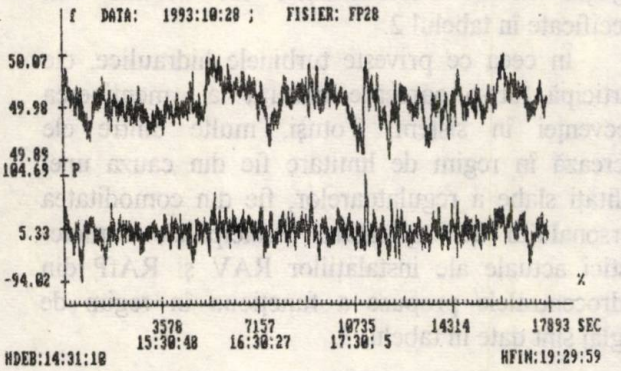


Fig.6.Variaţia frecvenţei şi a puterii de schimb la funcţionarea interconectată a SEN cu SE-ESE (Albania, Grecia, Macedonia, Serbia) - 28 octombrie 1993.

menţionate, centralele termoelectrice nu pot asigura cerinţele UCPTE. De asemenea, comportarea sistemului în primele 10 secunde reflectă încă un răspuns inadecvat al reglajului primar.

Pentru atingerea condiţiilor tehnice şi tehnologice din sistemul UCPTE, în RENEL se desfăşoară un program amplu pe un interval de timp de circa 4 ani. Acţiunea este într-un stadiu avansat la centralele hidroelectrice participante la reglajul secundar.

*)Indicatorii $I_{f'}$ se calculează cu relaţia $I_{f'} = (\Delta f' + \Delta P_{schimb})$ * unde mărimile au semnificaţiile cunoscute [7].

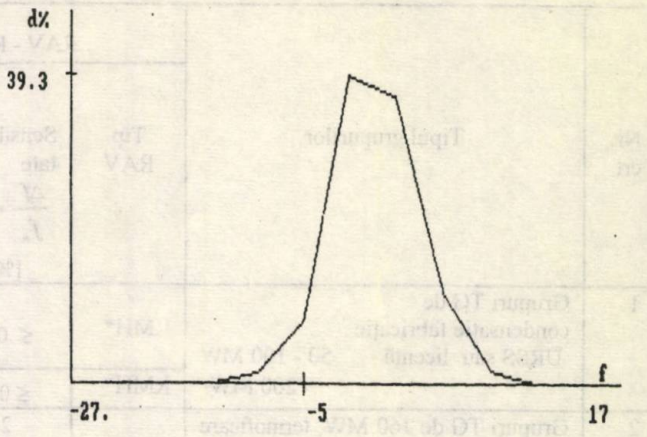


Fig.7 . Distribuţia abaterii frecvenţei fictive f' la funcţionare interconectată a SEN cu SE-ESE (Albania, Grecia, Macedonia, Serbia).

Valori finale

Media aritmetică	=	-. 5652	ecart tip = 3.74176
Valoarea minimă	=	- 27.5611	ora : 11 : 30 : 52
Valoarea maximă	=	17.1091	ora : 11 : 54 : 40

Numărul de intervale: 10 24 103 104 664 4062 19426 18158 5797 861 123

3. Reglarea sarcinii grupurilor energetice obiectiv central în îndeplinirea condiţiilor de interconectare la sistemul UCPTE

Reglajul primar este asigurat de către regulatoarele automate de viteză (RAV) cu care sînt echipate grupurile energetice. Acestea sînt la noi fie de tip mecanic, fie de tip electrohidraulic, din diferite generaţii, incapabile să realizeze performanţele necesare, aşa cum se poate constata urmărind tabelul sintetic 1.

Majoritatea grupurilor termoenergetice funcţionează în prezent în regim de limitare la deschidere, deoarece buclele de reglare ale cazanului sînt de regulă inoperante; singurul reglaj permanent în funcţiune controlează presiunea aburului la intrarea în turbină, anulînd practic orice eventuală acţiune a regulatorului de viteză al turbinei

În aceste condiţii se impun reconsiderări majore în organizarea sitemelor de reglare a sarcinii blocurilor termoenergetice, pentru a putea fi asigurate performanţele cerute de recomandările

Tabelul 1

Caracteristici privind manevrabilitatea grupurilor din SEN

Nr. crt	Tipul grupurilor	RAV - Reglajul automat de viteză				REF - Reglajul frecvență - putere	
		Tip RAV	Sensibilitate $\frac{\Delta f}{f_n}$ .100 [%]	Statism [%]	Viteza maximă de încărcare în banda de + 2,5 % [%]	Valori limită [%/min]	Valori medii (proiect) [%/min]
1	Grupuri TG de condensație fabricație URSS sau licență 50 - 100 MW	RMH*	≤ 0,4	4	1,5	3 - 6	1 - 2
	- 200 MW	RMH*	≤ 0,2	4	3 - 6	–	–
2	Grupuri TG de 160 MW, termoficare 315 – 330 MW AH	RMH*	2 – 5	2 – 10	–	–	1 – 2
3	TG 160 MW, de termoficare 315 - 330 MW Alsthom sau licență	REH**	≤ 0,02	2 – 10	10	5 – 10	1 – 2
4	HG fabricație URSS sau licență	RMH*	≤ 0,4	4	–	3 – 6	1 – 2
5	HG fabricație Franța sau licență	REH**	≤ 0,02	2 – 10	–	–	1 – 2

* RMH – RAV mecanohidraulic ; ** REH – RAV electrohidraulic

UCPTE, inclusiv funcționarea în regim de telecomndă.

Revenirea la sistemul de reglare de bază, în care turbina "conduce", se poate face numai după ce vor fi repuse în funcție, la performanțele necesare, toate buclele de reglare ale cazanului care concură la modularea sarcinii blocului, în special reglarea arderii, presiunii aburului, temperaturii în focar etc.

În legătură cu regulatoarele de viteză programul prevede diverse variante de modernizare, fie prin suprapunerea unui regulator performant, fie prin înlocuirea totală a RAV depășite, astfel încît să se asigure obținerea statismului recomandat și a sensibilității ridicate (de pînă la 20 mHz). Limitatoarele de deschidere se vor programa pe poziția deschiderii la 90 % sau 100 %, garantîndu-se astfel plaja de manevrabilitate la variații de frecvență.

Centralele termoelectrice participante la RAfP vor fi echipate cu regulatoare locale de putere, care vor acționa simultan asupra sistemelor de reglare a sarcinii cazanelor și asupra consemnelor RAV. Regulatorul local va fi realizat cu o reacție de putere măsurată la bornele alternatorului și cu un semnal adițional de frecvență pentru refacerea statismului primar.

Funcția de transfer a acestor regulatoare va fi de tip PI. Puterea va fi măsurată cu ajutorul traductoarelor statice existente, iar frecvența cu ajutorul unui traductor cu rezoluția sub 10 mHz.

Analizele preliminare desfășurate în cadrul RENEL au selectat principalele grupuri din centralele termoelectrice care vor fi incluse în reglajul RAfP. Performanțele lor actuale sînt specificate în tabelul 2.

În ceea ce privește turbinele hidraulice, ele participă într-o oarecare măsură la menținerea frecvenței în sistem. Totuși, multe dintre ele lucrează în regim de limitare fie din cauza unei calități slabe a regulatoarelor, fie din comoditatea personalului de exploatare. Principalele caracteristici actuale ale instalațiilor RAV și RAfP din hidrocentralele propuse a funcționa în regim de reglaj sînt date în tabelul 3.

Reglajul secundar frecvență-putere este asigurat în SEN de o instalație de tip Siemens dată în funcțiune în vara anului 1993.

Sistemul de reglaj frecvență-putere se poate extinde pentru maximum 32 de obiective controlate dintre care 10 pot fi stații de interconexiune, iar 22 centrale reglante.

Instalația centrală poate asigura performanțe remarcabile în orice condiții numai după ce vor fi executate lucrările de reabilitare a reglajului automat al sarcinii din centrale.

Concluzii

Cunoașterea și analiza condițiilor tehnice necesare a fi respectate de un sistem energetic în

Tabelul 2

Caracteristicile actuale ale instalaţiilor RAV şi RAfP din centralele termoelectrice

Centrala		Luduş	Borzeşti	Brăila		Brazi	Işalniţa	Turceni	Mintia
P_{nom} [MW]	4x100	2x200	2x200	3x200	1x300	2x210	2x315	2x330	5x200
Tip turbină	SKODA	K200-130	K200 130/1	K200-130/10	FIC330	K200-165	FIC-330	FIC-330	
Tip generator	D6590-2	TV - 200-2	TVV 200 H	TVV 200-2	THA-330-2	H6688/2VH	THA 330-2	THA 330-2	TVV 200-2 A
Tip	RMH*	RMH*	RMH*	RMH*	REH**	RMH*	REH**	REH**	RMH*
RAV Zona de insensibilitate [%]	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,02	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,02	≤ 0,2
RAV Statism [%]	4	4	4	4	2 - 10	4	2 – 10	2 – 10	4
RAV Panta de variaţie a puterii [MW/min]	8 – 12	6 – 12	4 – 6	4 – 6	7 – 10	4 – 6	7 – 10	7 – 10	10 – 15
RAV Panta de variaţie a puterii [%P_n /min]	2 – 3	1,5 – 3	1 – 1,5	0,7 – 1	2,1 – 3	1 – 1,4	1,1 – 1,6	1,1 – 1,5	1 – 1,5
Repartitor sarcină	SIEMENS		ICEMENERG		ICEMENERG		SIEMENS		
Banda totală [MW]	40	40	40	60	33	40	60	60	100
de reglaj [%P_n]	10	10	10	10	10	9,5	9,5	9,1	10

* RMH – regulator mecanohidraulic ; ** REH – regulator electrohidraulic

Tabelul

Caracteristicile actuale ale instalaţiilor RAV şi RAfP din centralele hidroelectrice propuse a funcţiona în regim de reglaj

Centrala / Indicatorul		Bicaz	Argeş	Porţile de Fier	Mărişelu	Râul Mare	Remeţi	Munteni	Şugag	Gîlceag	Lotru
Puterea nominală [MW]		2x50+ 4 x x 27,5	4 x 55	6 x 175	3 x 73,5	2 x 167,5	2 x 50	2 x 29	2 x 75	2 x 75	4 x 170
Tip turbină		Francis	Francis	Kaplan	Francis	Francis	Francis	Francis	Francis	Francis	Pelton
Tip		RHM*	RMH*	REH**	REH**	REH**	REH-** 76 M	REH-** 76 M	REH **	REH**	REH**
RVA	Zonă de insensibilitate [%]			≤ 0,4							≤ 0,02
RVA	Statism [%]			4							2 – 10
RVA	Panta maximă de variaţie a puterii pe centrală MW/min	20	40	10- 60	25	40			20	20	30
RVA	[%] P_n / /min	9,5	19	1 - 6	11,3	11,9			13,3	13,3	5,9
Tip repartitor		SIEMENS	ICEMENERG	LV1	ICEMENERG						NEYRPIC
Banda de reglaj MW		40	40	200	54	40			38-50	38-50	125
[%P_n]		19	19	19	24,4	11,9			25,3 33,3	25,3 33,3	24,5

* RMH - regulator mecanohidraulic; ** REH regulator electrohidraulic

scopul interconectării la sistemul vest-european reprezintă primul pas în direcția realizării funcționării interconectate a SEN cu rețeaua UCPTE care va aduce:

- avantaje economice;
- ameliorarea calității energiei furnizate;
- mărirea siguranței în funcționare.

Trebuie precizat încă de la început că pentru SEN nu se pun probleme în legătură cu capacitățile de producție sau de transport, balanța de puteri este asigurată pentru mulți ani, rezerva, criteriile de siguranță etc. sînt realizate.

Datorită faptului că grupurile noastre sînt, în general, vechi, exploatate intensiv și nerațional în anii anteriori, cu un grad ridicat de uzură și oboseală, sistemele de reglaj aferente nu satisfac în prezent condițiile de manevrabilitate solicitate de UCPTE.

Din acest motiv principalele eforturi financiare trebuie dirijate spre acțiunile tehnice care vor rezolva dezideratele unei manevrabilități ridicate și ale unui reglaj eficient în condițiile impuse.

Orice alte acțiuni care ne pot apropia de momentul interconectării SEN cu sistemul UCPE sînt pe deplin justificate.

BIBLIOGRAFIE

[1] x x x *Recueil des recommandations essentielles de l'UCPTE pour l'exploitation interconnectée* UCPTE, 1991

[2] x x x *Conditions techniques essentielles á respecter pour se raccorder au réseau synchrone de l'Europe de l'Ouest* - Edf, 1992.

[3] x x x *Experience EdF en analyse de la frequence et des puissances echangees*, 1993.

[4] x x x *Check list of the most important recommendations in used in the UCPTE network*, 1992

[5] x x x *Propunere de teste pentru conectarea sincronă a rețelei unui nou partener sau a unui bloc de noi parteneri la rețeaua UCPTE* EdF, 1992

(Primit la 21 iunie 1993, acceptat la 7 octombrie 1993)

Informații

În revista Energetica, în numărul 1, seria A/ 1994 au apărut următoarele materiale:

INTERVIU CU DL. VICTOR VAIDA, PREȘEDINTELE RENEL

ORIENTĂRI ÎN ENERGETICĂ

GABRIEL POENARU, CONSTANTIN POPESCU, GEORGETA STĂNCIULESCU: Securitatea resurselor energetice naționale

CENTRALE TERMOELECTRICE

STOIAN PETRESCU, ROXANA IORDACHE, GEORGE STĂNESCU: Principiul I al termodinamicii pentru sistemele închise, cu luarea în considerare a ireversibilității generate de viteza finită a pistonului, laminare, frecare piston- cilindru

MIRCEA CÂRDU : Opțiuni privind construcția turboagregatelor cu turbine cu abur de mică putere

CENTRALE HIDROELECTRICE

VALERIU BOGAN : Amenajarea potențialului hidroenergetic al României pe termen mediu

PROTECȚIA MEDIULUI

NICOLAE ANTONESCU: Reducerea emisiilor de NO_x prin controlul temperaturii de ardere

OPINII

ROMULUS SFICHI: Definirea și clasificarea manifestărilor tehnico-științifice în procesul informării documentare

ISTORIA ENERGETICII

PAUL CARTIANU, SPIRIDON DUMITRU: Încheierea planului de amenajare a cursului superior al Ialomiței prin realizarea CHE Bolboci-Scropoasa

MANIFESTĂRI TEHNICO-ȘTIINȚIFICE

GEORGE MANOLESCU: Reuniunea CEE-ONU privind eficiența energetică și tranziția economică în Europa Centrală și de Răsărit

DIN ENERGETICA MONDIALĂ

IONEL CHIRIȚĂ: Probleme operaționale de tactică și strategie în energetica nucleară

În cuprinsul articolului, după o scurtă trecere în revistă a modului de formare a principalelor interconexiuni din Europa începînd din 1951, atît în estul, cît şi în vestul Europei, se subliniază momentul intrării fostelor ţări membre CAER ale Europei, coordonată de la Dispecerul central de la Praga, în sistemul electroenergetic general.

Se face apoi o analiză a diverselor soluţii de interconexiune est-vest ce se pot adopta, subliniindu-se avantajele şi dezavantajele fiecărei soluţii.

In final se subliniază opţiunea RENEL de interconectare a sistemului energetic al României - adoptarea soluţiei "in sincron", precum şi principalele măsuri tehnico-organizatorice ce trebuie realizate în cadrul RENEL.

After a brief review of the way, the main European interconnections have been created since 1951, both in the Eastern and Western Europe, the time of the European COMECON former members, coordinated from the central Dispatcher in Prague implementation in the General Power Systems is underlined.

An analysis of various Eastern-Western interconnections solutions which can be adopted is made, emphasizing the advantages and disadvantages of every solution.

Finally, the RENEL's (Romanian Electricity Authority) option of interconnecting the Romanian Power System - adoption of "synchronous operation" solution as well as the main technical and organisational measures which have to be taken within RENEL, are underlined.

Concepţia RENEL privind interconexiunea

ing. CONSTANTIN BUNESCU*

Descriptori: interconexiuni, sisteme electroenergetice, UCPTE

Extinderea interconexiunilor intersisteme, ca rezultat al tendinţei generale de lărgire a colaborărilor energetice între statele europene, reprezintă o preocupare actuală a ţărilor europene. Trebuie folosită experienţa dobîndită în cursul anilor de către ţările ves-europene, care au pornit pe acest drum încă din anul 1951, creînd Uniunea pentru Coordonarea Producţiei şi Transportului Energiei Electrice (UCPTE), care s-a extins treptat, cuprinzînd toate sistemele vest-europene. Graniţele UCPTE cuprind în prezent 12 state, începînd cu Portugalia, incluzînd Germania şi Austria, Iugoslavia şi Grecia. Extinderea acestei interconexiuni reflectă principiul potrivit căruia nu există o limită tehnică a extinderii unui sistem sincron, singura limită fiind, de fapt, cea de ordin organizatoric (Pierre Aillerat, delegat general la UNIPEDE în anii '60).

Replica ţărilor din estul Europei nu s-a lăsat prea mult aşteptată. În 1953, Ungaria şi Cehoslovacia s-au conectat primele la acest sistem.

* Dispecerul Energetic Naţional - DEN, Bucureşti

În 1962 s-au definitivat bazele tehnice şi organizatorice ale interconexiunii ţărilor est-europene, prin definitivarea interconexiunii în sincron a sistemelor energetice ale Ungariei, Cehoslovaciei, Germaniei de Est, Poloniei şi Ucrainei. În 1963, acestora li s-a alăturat sistemul energetic al României, iar în 1967 cel al Bulgariei.

Tot în 1963 a fost pusă în funcţiune şi Direcţia Centrală de Dispecer (DCD) de la Praga, care a avut rolul coordonării regimurilor de funcţionare şi schimburilor de energie ale ţărilor membre participante la DCD.

O replică "nordică" a interconexiunilor internaţionale a fost inteconexiunea ţărilor scandinave (Norvegia, Suedia, Finlanda) în asociaţia NORDEL.

Funcţionarea "în sincron" a ţărilor din vestul Europei (care înseamnă că toate generatoarele electrice produc la aceeaşi frecvenţă, se învîrt cu aceeaşi viteză, poziţia lor unghiulară fiind legată de altele prin cuplajul electric de sincronism) a impus dotarea grupurilor electrogene cu reglaje de viteză perfect coordonate şi permanente, astfel încît fiecare ţară să participe echitabil la reglajul de frecvenţă, gestionînd perfect echilibrul permanent între consumul şi producţia totală.

Încheierea războiului rece, eliminarea "cortinei de fier" între est şi vest, a permis lărgirea şi stabilirea de contacte energetice (ca schimburi de idei) între reprezentanţii interconexiunilor UCPTE şi DCD, precum şi între reprezentanţii agenţilor energetici ai tuturor ţărilor europene. Aceste contacte au arătat că interconexiunea est-vest implică, pentru ţările est-europene, o pregătire tehnică calitativ mai ridicată decît cea existentă.

Anterioarele schimburi de energie electrică, ce au apărut începînd din perioada anilor '70 între ţările din estul şi vestul Europei (la care şi România a participat prin exporturi în Austria), s-au efectuat folosind soluţia schimburilor în regim "insular" sau "în buzunar".

Utilizînd experienţa acumulată de-a lungul anilor, precum şi experienţa obţinută pe plan mondial, întînirile specialiştilor au încercat să stabilească cea mai convenabilă soluţie de interconexiune est-vest:

1 - interconexiunea în curent continuu; sau

2 - interconexiunea în curent alternativ.

1. Interconexiunea în curent continuu are la rîndul său, două varinte:

1.1. Staţiile de conversie "back-to-back" care constau din două staţii de conversie din curent alternativ în curent continuu şi din curent continuu în curent alternativ, în aceeaşi construcţie, neexistînd, practic, linii de curent continuu.

Soluţia prezintă avantajul unui bun control al puterii electrice ce se transportă dintr-o parte în alta, precum şi o simplificare a acţionărilor care se execută de către cele două sisteme energetice în cazul declanşării staţiei. Astfel, pentru eliminarea efectelor negative, în fiecare parte se urmăreşte numai frecvenţa şi se iau măsurile necesare pentru înlăturarea pericolului extinderii unor fenomene negative în cascadă. Se simplifică în acest fel acţiunile de coordonare.

Principalul inconvenient este costul prea mare al instalaţiilor, cheltuielile fiind echivalente cu cele pentru construirea unei linii trifazice de transport de energie electrică de aproximativ 500 km. Preţul de cost al unui kilometru de linie ce trece prin aceste staţii ajunge de ordinul unei jumătăţi de centime ECU. Aceasta face să scadă interesul economic pentru schimbări şi să se elimine schimburile de energie electrică, împiedicînd anumite regimuri vecine, situate de o parte şi de alta a frontierei "sincronismului" şi care nu au suficiente mijloace financiare, să procedeze la schimburi de energie electrică, care s-ar putea face mai bine dacă sincronismul ar fi realizat.

1.2. Liniile de curent continuu oferă, pe lîngă avantajele exprimate la pct.1.1., avantajul unui preţ de cost mai mic decît cel al liniilor de curent alternativ. Dacă lungimea liniei este mai mare de 700 km, se pot compensa cheltuielile.

De asemenea, posibilitatea pozării lor subterane permite trecerea unor zone mai aglomerate, poate traversa mările şi crea legături electrice de capacitate de ordinul sutelor de megawaţi. Pozarea subterană a acestora creşte însă foarte mult preţul de transport al energiei, care poate să devină necompetiţional.

Liniile de curent continuu au inconvenientul că prezintă o rigiditate a schimburilor de energie şi nu permit schimburi cu compensaţie naturală între sistemele energetice, permise, însă, de o reţea sincronă funcţionînd buclat.

Construirea unor astfel de linii în curent continuu trebuie bine adaptată prin contracte comerciale de mare amploare şi pe termen lung. Se regăsesc şi aici inconvenientele staţiilor de conversie

la capetele liniilor . Dacă apare necesară şi o injecţie importantă de putere într-un punct, pentru a fi distribuită în zona respectivă pot rezulta circulaţii mari de putere, ceea ce în anumite situaţii duce la circulaţii inutile de energie de la o extremitate la alta a sistemului implicat.

Un mare inconvenient al soluţiei respective este acela că, în cazul ieşirii din funcţiune , în caz de defect, a unui astfel de "ax energetic" pe care circulă o putere importantă, se pot produce perturbaţii brutale de frecvenţă şi chiar de circulaţii de putere în ambele părţi ale sistemului legat prin linia respectivă.

Concentrarea de astfel de puteri mari injectate în sisteme nu este favorabilă securităţii generale a sistemelor energetice şi nici organizării de schimburi de energie operative între sistemele energetice ale Europei.

Toate aceste inconveniente, tehnice şi economice, ale instalaţiilor de curent continuu au făcut ca Europa să-şi concentreze atenţia spre crearea unei interconexiuni în soluţia:

2. Interconexiunea în curent alternativ, care are avantajul unei mari extinderi în toate ţările europene, permite schimburi de energie electrică pe scară largă fie în regim "sincron", fie în regim "insular". Acest fel de interconexiune permite extinderea ulterioară a reţelei, cu costuri mai mici şi cu un mare număr de puncte de schimburi de energie şi contacte între sistemele vecine de-a lungul întregii lor frontiere de contact.

În acest fel, se permite extinderea legăturii între sistemele din estul şi vestul Europei cu costuri mai reduse şi cu o suplete crescută. Desigur, inconvenientul aparent al conectării pe scară largă a reţelelor într-un sistem sincron vast, impune extinderea organizării pe baze comune a diferitelor societăţi de electricitate participante la interconexiune; este o dificultate care poate fi depăşită prin adoptarea unor soluţii corespun-zătoare, ca, de exemplu, coordonări interregionale între sisteme.

De asemenea, se impune şi o dotare tehnică a fiecărui sistem participant, astfel ca incidentele importante să nu se generalizeze în sistemele energetice interconectate şi să nu se deterioreze parametrii de funcţionare ai acestora (frecvenţa şi tensiunea) pe durate prea mari de timp.

Trebuie menţionat faptul că legăturile în curent continuu nu sînt de fapt legături de interconexiune, ci numai de schimburi de energie între sisteme, ceea ce duce la diminuarea în mare măsură a avantajelor interconexiunii, manifestată, în principal, prin reducerea puterii instalate în sistemele energetice participante, ca urmare a nesimultaneităţii vîrfurilor de sarcină, ceea ce le dă posibilitatea întrajutorării. Ajutorul reciproc în caz de incidente, sporirea elasticităţii funcţionării sistemelor interconectate prin ocazionarea de schimburi de energie orare, zilnice, săptămînale, sezoniere şi chiar anuale, fac din interconexiune un mijloc de colaborare internaţională de prim ordin, avînd ca principal avantaj creşterea siguranţei în alimentare a consumatorilor.

Consecvenţa politicii României de colaborare pe toate planurile, inclusiv cel energetic, au făcut ca interconexiunea SEN la sistemul energetic al UCPTE să reprezinte unul din obiectivele principale ale activităţii prezente şi viitoare a RENEL, eforturile direcţiilor, direcţiilor generale, institutelor de proiectare şi cercetare ale RENEL, ale filialelor de centrale şi reţele trebuind să fie îndreptate în această direcţie şi să polarizeze integral potenţialul profesional .

În cadrul acestei preocupări, strategia RENEL pentru interconectarea la UCPTE are în vedere următoarele idei mai importante:

Ţinînd cont de avantajele expuse anterior, interconexiunea SEN cu vestul Europei se va efectua în regim "sincron", folosind pentru aceasta, cu prioritate, actualele legături de linii de interconexiune internaţionale de 400 kV, precum şi cea de 750 kV. Este necesar să se acorde o atenţie deosebită şi reţelei interne de 400 kV, care va trebui întărită în zona de vest a ţării, zonă prin care va trebui realizată interconexiunea SEN al României cu UCPTE.

Este de menţionat faptul că, pe lîngă întărirea reţelei interne din vestul ţării, avînd în vedere conjunctura geo-politică şi economică din ţările vecine, pentru a asigura cu precădere principiul de funcţionare sigură postavarie şi cu n-1 elemente rămase în funcţiune, este necesară întărirea legăturii de interconexiune spre vest prin activarea liniei de 400 kV Arad-Szeged, cu posibilitatea prelungirii ei spre vest în sistemele Croaţiei şi Sloveniei, ţări participante la SUDEL, care sînt interconectate cu UCPTE. Nu este lipsit de interes faptul că este necesară şi crearea unei noi linii de interconexiune cu sistemul ungar, tot în zona de vest a ţării (probabil Oradea).

Justificarea şi necesitatea construirii acestor linii trebuie să facă obiectul unor studii de mare responsabilitate tehnică şi economică din partea noastră şi a partenerului maghiar.

În scopul unei participări active a SEN al României la colaborarea pe linie energetică în cadrul UCPTE, se va acorda o atenție deosebită întăririi legăturilor energetice şi spre sud, cu Grecia (țară membră UCPTE, dar cu legături energetice slabe cu exteriorul), respectiv cu Bulgaria, cu care România are foarte bune legături electrice. Este de menționat faptul că există colaborări energetice cu Grecia, devenite tradiționale, care se pot extinde în continuare, atît ca relație bilaterală, cît şi multilaterală, avînd în vedere posibilitatea continuării legăturii în cablu între Grecia şi Italia prin Marea Ionică.

În acest context nu se poate să nu se acorde atenție întăririi legăturilor energetice spre Turcia, care vor permite în continuare extinse colaborări energetice între țările riverane la Marea Neagră.

Aceste acțiuni vor permite tuturor țărilor balcanice, pe lîngă întărirea rețelei electrice în Balcani, şi lărgirea posibilităților de schimburi de energie cu țările membre UCPTE.

Prin realizarea acestor legături, România va putea participa activ pe piața externă a energiei electrice, tranzitînd şi/sau exportînd energie electrică în condiții de profit maxim, utilizînd, benefic, supleţea surselor sale de energie.

La aceasta va contribui şi faptul că România este printre puținele sisteme energetice din Europa centrală şi de est care dispune de o balanță energetică (surse-consum) echilibrată şi de o rețea electrică internă puternică, care poate face față unor circulații de puteri importante atît în interiorul, cît şi exteriorul țării.

În scopul traducerii în viață a acestor intenții, RENEL va trebui să acționeze pentru urgentarea colaborării cu organismele internaționale şi institutele de specialitate din alte țări (UNIPEDE, EDF, Austria, Germania), în vederea elaborării studiului necesar pentru pregătirea interconexiunii cu UCPTE.

În cadrul politicii de cooperare energetică, RENEL trebuie să folosească experiența sistemelor ce alcătuiesc "clubul" compus din Ungaria, Polonia, Cehia şi Slovacia, care doresc să grăbească interconectarea lor cu UCPTE.

Racordarea SEN la UCPTE impune necesitatea creşterii nivelului tehnic al exploatării SEN atît prin reabilitarea centralelor şi rețelelor de înaltă tensiune, a protecției şi automaticii de sistem, prin extinderea sistemului teleinformatic al DEN, cît şi prin dotarea cu instalații care să răspundă cerințelor UCPTE.

În acest scop, este necesară acordarea unei atenții deosebite reglajului puterilor active şi reactive ale grupurilor termo şi hidroenergetice, fiabilizării schemelor şi echipamentelor electrice ale serviciilor proprii ale centralelor electrice, funcționării impecabile a tutror instalațiilor ce trebuie să asigure un reglaj automat frecvență - putere, ireproşabil, precum şi dotării cu echipamente de automatică şi prevenire a avariilor de înaltă clasă.

Eforturile depuse în acest domeniu trebuie orientate spre asigurarea unei funcționări cu o putere de cel puțin 8500 MW în centrale termoelectrice, care să îndeplinească, din punct de vedere tehnic, economic şi de fiabilitate, condițiile cerute de normele UCPTE.

Nu în ultimul rînd, o atenție deosebită va trebui acordată ridicării nivelului de pregătire a personalului de exploatare, atît printr-o instruire continuă, cît şi prin punerea la curent a acestuia cu realizările avansate pe plan mondial privind exploatarea instalațiilor energetice şi care trebuie aplicate şi în România. Un rol deosebit trebuie să-l joace realizarea de lucrări de proiectare, reabilitare şi cercetare corespunzătoare ridicării calitative a instalațiilor de producere, transport şi distribuție a energiei electrice.

BIBLIOGRAFIE

[1] *Recomandări UCPTE pentru funcționarea interconectată în UCPTE.*

[2] *Mizele strategice ale reformei sistemelor energetice în Europa centrală şi orientală* (Masă rotundă EdF - UNESCO, Interconexiunea est-vest a rețelelor electrice, Paris, 4-6 noiembrie 1992)

(Primit la 20 mai 1993, acceptat la 1 martie 1994)

LIGHT AND LIGHTING '93

În perioada 13-15 octombrie 1993 s-a desfăşurat la Bucureşti în aula Facultăţii de Instalaţii, Conferinţa Internaţională **"Light and Lighting '93"**, sub egida CIE - Commission Internationale de l'Eclairage, organizată de Comitetul Naţional Român de Iluminat - CNRI şi Catedra de Luminotehnică şi Instalaţii Electrice din cadrul Facultăţii de Instalaţii - Institutul de Construcţii Bucureşti.

La conferinţă au participat specialişti în domeniul luminii şi iluminatului din Europa şi din ţară (producători de corpuri de iluminat şi aparatură electrică, proiectanţi de la institute de proiectare, specialişti din învăţământul superior) şi din străinătate: Germania, Franţa (lucrare), Marea Britanie, Croaţia, Spania şi Belgia. Conferinţa s-a bucurat de prezenţa d-lui prof. dr. Hans.W.Bodmann, preşedinte al Comitetului Internaţional de Iluminat (CIE) pînă în anul 1991, director al Institutului de Luminotehnică al Universităţii Tehnice din Karlsruhe (Germania).

Lucrările conferinţei au fost deschise de preşedintele Comitetului Naţional Român de Iluminat, prof.dr.ing.Cornel Bianchi. In prezidiul conferinţei au luat loc: prof.dr.H.W. Bodmann (din partea CIE), prof.dr.ing. Radu Damian, prorector al ICB (din partea conducerii ICB), conf.dr.ing. Niculae Mira, decanul Facultăţii de Instalaţii şi vicepreşedinte CNRI, dr.ing. Ladislau Oberst, director ELBA şi vicepreşedinte CNRI, dr. Slavko Sever, preşedinte NC - Croaţia, dr. ing. Pavel Eugeniu, redactorul şef al revistei Energetica, dr.ing. Paul Militaru, primul preşedinte al CNRI, ing.Mariana Augustin, membră a biroului de administraţie al CNRI, prof.dr.ing. Florin Pop, membru al biroului de administraţie -Universitatea Tehnică Cluj-Napoca.

S-au prezentat 39 de referate, în cinci secţiuni, fiind abordate principalele aspecte ale domeniului, şi anume:

I. Lumină şi vedere, măsurări şi aspecte ale perfecţionării sistemului de învăţământ superior.
II. Echipament pentru sisteme de iluminat
III. Iluminat interior
IV. Iluminat exterior
V. Aspecte electrice şi electronice pentru echipamentele sistemelor de iluminat.

În cadrul **secţiunii I** s-au remarcat lucrările. *Studiu asupra relaţiei strălucire-luminanţă,* autori prof.dr. Hans W. Bodmann (Germania) şi M. La Toison (Franţa) şi *Modernizarea învăţământului superior românesc în domeniul luminii şi iluminatului,* autor prof. Cornel Bianchi. Lucrarea prof. Bianchi a abordat problema dezvoltării şi modernizării corespunzătoare a învăţământului superior în luminotehnică în România, punînd accent pe recenta experienţă a Catedrei de Luminotehnică din ICB-Facultatea de Instalaţii, care a realizat, într-o structură originală, prima şcoală postuniversitară specializată din România şi Europa de Est menită să ridice nivelul celor care au studiile superioare terminate. Pentru viitor se propune specializarea pe timpul unui an universitar suplimentar (an VI) în vederea obţinerii unei diplome de studii în specialitatea luminotehnică şi sisteme de iluminat.

La **secţiunea a II-a** s-au prezentat şi lucrări ce au tratat problema tuburilor optice: implicaţii materiale, surse de lumină, tehnologia de fabricare, *Light pipe development and optimisation* autori Mark Ayears, David Carter, University of Liverpool - Marea Britanie şi *Tehnologia fibrelor optice - ghid de flux luminos,* autori D.P. Nicolescu, M. Rusu, M-Dragne, M. Gheorghiu - Institutul Naţional al Sticlei Bucureşti.

In domeniul sistemelor de iluminat interior **(secţiunea a III-a)** de un interes deosebit s-au bucurat lucrările ce au tratat utilizarea tehnicii de calcul în proiectarea sistemelor de iluminat interior. Printre acestea menţionăm: *Simularea modelului sistemului de iluminat cu ajutorul imaginii sintetizate,* autor C. Suvăgău - Facultatea de Instalaţii, Bucureşti; *Preocupări privind proiectarea asistată de calculator a instalaţiilor electrice de iluminat interior,* autor Mihai Cozma - S.C. Tiab S.A.Bucureşti.. De asemenea, s-a remarcat lucrarea care a prezentat structurarea originală a dimensionării globale (cantitative şi calitative) a sistemelor de iluminat interior, precum şi posibilitatea discretizării componentei reflectate punctuale oferă o cale nouă şi modernă în proiectare (C.Bianchi, C. Şuvăgău).

In **secţiunea a IV-a** (iluminat exterior) lucrările s-au axat pe studii conexe utilizării lămpilor fluorescente compacte, optimizării sistemelor de iluminat pentru pasajele rutiere subterane (C. Bianchi,

C. Sfetcu), problemele iluminatului căilor de circulație din intersecții, cu aspectele specifice ce apar datorită discontinuității sistemului de iluminat rutier produse de intersecții (L. Oberst, V. Barb, A. Sere), evoluția iluminatului public în România, iluminatul exterior - estetică - ambient. Amintim și lucrările *Alegerea sistemelor de iluminat pe baza unei funcții de optimizare* (C. Sfetcu, G. Tocariu - Facultatea de Instalații București), *Iluminatul căilor de circulație rutieră din intersecții*). Oberst, Al. Sere - ELBA S.A. Timișoara), *Iluminatul public în orașele mari* (Otto Krageloh - GEW-Köln).

In **secțiunea a V-a** temele au tratat aspecte privind retehnologizarea instalațiilor de iluminat din România, introducerea echipamentelor electronice în tehnica iluminatului (Vl. Lucian - Lumitronic), perturbările apărute în alimentarea cu c.a.a lămpilor cu incandescență datorită variatoarelor de flux luminos (M. Chindris - Institutul Politehnic Cluj-Napoca), analiza variantelor constructive de echipament anex, și anume: balast clasic integrat sau neintegrat, balast electronic, existente în România și străinătate .

Amintim și lucrările: *Echipamente pentru comanda instalațiilor de iluminat* (Fl. Pop, D. Beu - Universitatea Tehnică Cluj-Napoca), *Dispozitive electronice pentru amorsarea lămpilor de sodiu de înaltă presiune* (G. Stoenescu, C. Ivanovici, M. Soare - ROMLUX Tîrgoviște și ICPE București).

Cu ocazia manifestării științifice a fost organizată o expoziție de echipament pentru sisteme de iluminat fiind prezente: ELBA-S.A. Timișoara, ROMLUX - Tîrgoviște, TIAB - București, PHILIPS, ADB (Siemens Company) - Theatre and TV Lighting Division - Belgia) și, de asemenea, o expoziție de carte, ce a oferit detalii cu privire la structura sistemului de învățământ din România, în acest domeniu.

În perioada 18-31.11.1993, H.W. Bodmann a susținut ca "profesor invitat" și "asociat" cursul "dight and Vision (în limba engleză) în cadrul Școlii Postuniversitare de Luminotehnică, organizat de Catedra de Luminotehnică de la Facultatea de Instalații - București. Cursul s-a bucurat de un succes deosebit nu numai datorită informațiilor științifice furnizate, conexe aspectelor fundamentale ale relației ochi-lumină-luminanță, percepție vizuală, identificare și diferențiere a mărimilor fundamentale, dar și datorită felului în care au fost comunicate, oferind participanților posibilitatea de studiere, informare și cercetare individuală amplă. În final cursul său a fost donat tuturor participanților.

Principalii sponsori ai acestei manifestări științifice au fost: ELBA S.A. Timișoara, ELECTROFAR București, SOPREX - IMI București, ROMLUX S.A. Tîrgoviște, TIAB-S.A., ICEMENERG -București, MONOLIT S.A . București, FIABIL S.A București, LUMITRONIC Co Ltd. București.

Au sprijinit realizarea acestei manifestări științifice internaționale și a cursurilor post-universitare : Ministerul Învățământului - Direcția Învățământului Superior, conducerea Institutului de Construcții București, conducerea Facultății de Instalații, Ministerul Apărării Naționale, revista Energetica, RENEL, ISPH, RENEL-FDB, PROIECT București, URBAN PROIECT, PRODOMUS București, ELECTROUZINPROIECT, IPTANA, BDTRA - Aeroport Otopeni, Institutul Național al Sticlei, Universitatea Cluj - Secția Instalații, Universitatea Politehnică București - Facultatea de Electrotehnică, ICPE - București.

(As. ing. Adriana Georgescu, secretar CNRI)

CONSFĂTUIREA "OPTIMIZAREA UTILIZĂRII ENERGIEI ELECTRICE LA CONSUMATORII INDUSTRIALI ȘI SIMILARI"

Pitești, 26 - 27 octombrie 1993

În perioada 26 - 27 octombrie 1993, la Pitești s-au desfășurat lucrările consfătuirii cu tema: "Optimizarea utilizării energiei electrice la consumatorii industriali și similari", organizată de RENEL, ARCE, ATEER, SIER, cu sprijinul ICEMENERG, ISPE, revistei Energetica și al FRE Pitești, care a fost gazdă.

La consfătuire au participat circa 250 de specialiști, reprezentînd consumatorii industriali, producătorii de aparate de măsură din țară, precum și furnizorii de energie electrică.

Au participat, de asemenea, invitați din străinătate (dl. Janusevicz, din partea PNUD - New York, dl. Veith, din partea Federației Internaționale a Consumatorilor de Energie din Industrie (IFIEC), dl. Patterson, de la RIIA Londra).

În şedinţa plenară, cu care a debutat consfătuirea, au fost prezentate referate elaborate de Ministerul Industriilor, RENEL, ARCE, FRE Piteşti şi revista Energetica. De asemenea, dl. Veith a prezentat o informare privind IFIEC.

Din conţinutul acestor referate au fost reţinute următoarele idei mai deosebite:

• La nivel naţional sînt necesare acte normative care să reglementeze problemele energetice. Un prim pas a fost făcut prin aprobarea *Regulamentului de furnizare şi utilizare a energiei electrice.* Este în fază finală de avizare *Regulamentul de furnizare şi utilizare a energiei termice.* De asemenea, se găsesc în diferite faze de avizare proiectul *Legii energiei electrice şi termice* şi proiectul *Legii energiei nucleare.*

• Sistemul repartiţiilor în alimentarea cu energie a consumatorilor constituie un obstacol în activitatea normală a agenţilor economici, dar acesta va trebui menţinut încă o anumită perioadă.

• RENEL se confruntă cu probleme tehnice şi organizatorice importante, datorită scăderii vînzărilor. Pentru stimularea unui consum raţional de energie, RENEL este interesat în dezvoltarea unor relaţii de parteneriat pe termen lung cu consumatorii. În acest scop va întreprinde acţiuni în vederea creşterii eficienţei de utilizare a energiei, în primul rînd prin adoptarea unor opţiuni DSM.

În cadrul intervenţiilor în plen un interes distinct a fost provocat de prezentarea de către dl. Veith a statutului şi activităţii Federaţiei Internaţionale a Consumatorilor de Energie din Industrie (IFIEC). Această federaţie este organizată pe trei niveluri (naţional, regional şi internaţional) şi are rolul de a prezenta în faţa guvernelor punctele de vedere ale consumatorilor de energie din industrie, de a apăra interesele acestora şi, de asemenea, favorizează schimburile de experienţă între consumatori. IFIEC este foarte activă la nivel internaţional şi participă la conferinţe organizate pe filiera ONU.

Statutul IFIEC, tradus în limba română, a fost difuzat participanţilor.

Lucrările consfătuirii s-au desfăşurat în cadrul a trei secţii.

Secţia I. Strategii şi reglementări privind creşterea eficienţei energetice în utilizarea energiei. Din concluziile lucrătorilor menţionăm următoarele:

• Utilizarea eficientă a energiei electrice şi termice este indirect o sursă de energie uşor disponibilă, nepoluantă şi puţin costisitoare şi trebuie stimulată prin strategii şi tactici adecvate atît pe termen scurt, cît şi pe termen lung.

• Conceptul de marketing energetic, introdus în RENEL în 1992, are drept scop satisfacerea cerinţelor consumatorilor în condiţii avantajoase, pentru ambele părţi, de rentabilitate, eficienţă energetică şi economică.

• Practica a demonstrat, deja, că, mai ales în cazul ţărilor dezvoltate, măsurile întreprinse pentru conservarea energiei sînt în strînsă legătură sau chiar se suprapun cu cele privind protecţia mediului înconjurător. Eficienţa soluţiilor vizînd cele două domenii este cu atît mai mare cu cît ele acţionează la nivelul "cauzei" şi nu la nivelul "efectului".

• Obiectivele sistemului de etichetare energetică a echipamentelor şi receptoarelor constau în ameliorarea informaţiilor despre consumul asociat de energie, dînd posibilitatea consumatorilor de a opta în cunoştinţă de cauză. In ţările Comunităţii Europene se desfăşoară programul SAVE cu direcţiile: cazane, receptoare electrocasnice, clădiri şi bază de date ENERLEX.

• A fost demarată o acţiune de revizuire a prescripţiilor energetice care reglementează relaţiile furnizor-consumator şi care restructurează responsabilităţile celor doi parteneri.

• Informatizarea sistemului energetic intern al consumatorilor prin gestionarea asistată de calculator a consumului de energie electrică şi conducerea corectă a procesului tehnologic permite luarea unor decizii corecte şi analiza proceselor energo-tehnologice prin cunoaşterea şi stăpînirea în principalele locuri de consum şi pe total a parametrilor energetici. Rezultatele obţinute la SC UMT SA Timişoara sînt edificatoare şi evidenţiază reducerea costului mediu al energiei electrice consumate şi reducerea consumurilor energetice pe unitate de produs..

• Telecomanda centralizată reprezintă o tehnologie răspîndită din ce în ce mai mult în instalaţiile energetice, cu efecte favorabile în ceea ce priveşte reglarea curbei de sarcină. Studiile şi realizările au arătat oportunitatea extinderii introducerii sistemelor de telecomandă centralizată în România (ICEMENERG a prezentat sistemul de transmitere a informaţiilor prin audio-frecvenţă).

ICPE-ECOENERG S.A. Bucureşti a prezentat sistemul de supraveghere şi conducere energo-tehnologică a întreprinderilor industriale, asistat de calculator.

Secţia a II-a. Tehnologii noi pentru creşterea eficienţei utilizării energiei electrice : stadiul de aplicare în România şi rezultatele obţinute. Dintre concluziile lucrărilor menţionăm următoarele:

a. A fost întocmit un *Program naţional pentru promovarea acţionărilor cu turaţie variabilă (ATV) în economie.* Posibilităţile de economisire a energiei electrice prin introducerea ATV sînt ridicate. Astfel, ICEMENERG a făcut evaluări pentru unele instalaţii din ţară (staţia de pompare de la SC Dolchim Craiova, compresoarele de aer comprimat de la SC Azochim Roznov). A rezultat că utilizarea ATV ar conduce la economii de energie de 18 % şi respectiv 22 % faţă de situaţia actuală.

Înlocuirea reglajului automatizat al admisiei şi eşapării cu ATV la compresoarele centrifugale de la staţia de aer comprimat de la SC Antibiotice SA Iaşi conduce la o economie de circa 2500 MWh/ab.

IPROMET S.A. a întocmit proiecte pentru introducerea ATV la motoare electrice asincrone cu rotorul în scurtcircuit cu tensiunea de 380 V şi puteri de pînă la 132 kW. De asemenea, a proiectat alimentarea prin intermediul unui convertizor de frecvenţă-cascadă subsincronă statică a unui motor cu rotor bobinat de 500 kW, 6 kV, 1000 rot./min, pentru un exhaustor de gaze arse la SC Galaţi.

b. Tehnologia cu microunde în industrie este nouă, aflată în plină expansiune în ţările dezvoltate. Astfel, în 1989, constructorii francezi de echipamente industriale cu microunde au realizat o cifră de afaceri de 37 MF, din care 13 MF numai din export. Principalele ramuri industriale în care se utilizează tehnologiile cu microunde sînt: industria agroalimentară, mase plastice şi cauciuc, microelectronică şi metalurgie etc.

În ţara noastră, la o instalaţie pilot pentru fabricarea de paste făinoase s-au obţinut următoarele rezultate (în comparaţie cu o instalaţie clasică):

- consum specific de energie mai mic cu 20 %;
- cheltuieli de exploatare mai mici cu 26 %;
- durata uscării mai mică de 3 ori;
- spaţiul ocupat de instalaţie se reduce cu 80 %;
- calitate mai bună a produselor.

Înlocuirea uscătoarelor electrice clasice cu instalaţii cu microunde la uscarea amestecurilor pentru fontă duce la reducerea consumurilor specifice de energie de la 4,58 GJ/tona la 2,28 GJ/tona, rezultatul fiind obţinut în instalaţia realizată de INTEC Bucureşti.

Consumurile înregistrate la uscarea cu microunde a cărămizilor termoizolatoare şi a plăcilor din fibre ceramice obţinute pe cale experimentală la PROCEMA S.A. sînt de circa 1,15 kWh/kg apă la plăcile din fibre ceramice şi de circa 1,30 kWh/kg apă eliminată la cărămizile termoizolatoare tip JM, în timp ce uscarea clasică pentru aceleaşi produse necesită 2,2 kWh/kg apă, respectiv 10 kWh/kg apă.

Utilizarea instalaţiilor de încălzire prin inducţie alimentate cu generatoare statice duce la reducerea consumurilor specifice de energie electrică. Astfel, la o instalaţie realizată de SC-AAGES SRL Tg. Mureş consumul specific pentru o şarjă de 500 kg fontă s-a redus de la 800 kWh, în instalaţia clasică, la 400 kWh.

Utilizarea izolaţiilor din fibre ceramice (din import) pentru izolarea cuptoarelor de tratamente termice, cu funcţionarea discontinuă duce la economii de energie de ordinul 40 - 70 %, în funcţie de tipul zidăriei înlocuite şi temperatura de regim a cuptorului.

Secţia a III-a. Managementul utilizării energiei electrice (DSM), condiţii de aplicare în România, de la care se desprind următoarele idei şi concluzii:

Aplicarea metodelor DSM are un caracter specific pentru fiecare ţară, în funcţie de structura producţiei şi consumului de energie electrică, situaţia economică şi politică, condiţii geografice şi climatice, legislaţie etc.

RENEL trebuie să-şi definească şi să susţină în mod ferm un program puternic DSM, benefic atît pentru consumatori, cît şi pentru producători.

Dintre programele DSM ce se pot iniţia în această etapă au fost menţionate:

- modernizarea şi restructurarea tehnologiilor prin înlocuirea echipamentelor şi receptoarelor cu consum mare de energie;
- modernizarea aparaturii consumatorilor casnici;
- modernizarea iluminatului public;
- promovarea de activităţi de consultanţă pentru consumatori;

- promovarea surselor de energie reînnoibile;
- gestiunea puterii consumate;
- promovarea de tarife diferențiate.

În cadrul opțiunilor DSM inițiate de RENEL, ICEMENERG a elaborat studii de fezabilitate și proiecte de execuție pentru:- sistem de gestiune a energiei electrice asistat de calculator ;
- introducerea ATV la acționările unor pompe, la doi mari consumatori de energie: SC PETROTEL SA și SC PETROBRAZI SA.

Referatele prezentate la consfătuire se găsesc la sediul Asociației Tehnice pentru Eficiență Energetică din România (ATEER) din bd. Energeticienilor nr.8, sector 3, București, un volum conținînd aceste referate fiind în curs de pregătire. Cu ocazia consfătuirii a fost organizată o expoziție de aparate și postere, în care au fost prezentate realizări obținute de firme din țară privind utilizarea eficientă a energiei .

ing. VASILE RUGINĂ , ing. IRINA POPESCU - ICEMENERG

Din energetica mondială

ENERGETICA MONDIALĂ ÎN ANUL 1990

Considerații generale

Energia reprezintă una din problemele majore nu numai a țării noastre, ci a lumii contemporane, avînd un impact direct în toate domeniile: economic, politic, social, ecologic. Din această cauză considerăm utilă prezentarea evoluției producției și consumului mondial de energie primară, rapartizarea acestuia pe zone geografice și situația energetică a unor state, evidențiind schimbările majore care au intervenit.

În lucrare se utilizează date din cel mai recent material [1] ce prezintă evoluția formelor primare și secundare de energie, în special a celor comerciale, care au fost ordonate pentru a se determina producția și consumul total de energie primară. În mod separat se analizează producția și consumul de energie electrică, o formă de energie superioară, vitală pentru societate. Formele și purtătorii de energie analizați sînt combustibilii solizi, lichizi, gazoși, energia electrică primară și combustibilii locali.

În cadrul **producției** de energie primară combustibilii solizi se referă la huilă, lignit, turbă și șisturi bituminoase, combustibilii lichizi la țiței și condensul gazelor naturale, iar cei gazoși la gazele naturale. Energia electrică primară cuprinde producția de energie electrică din surse hidraulice, nucleare, geotermice; în ultima categorie s-au inclus și cantitățile mici de energie electrică eoliană, solară ș.a. Combustibilii locali se referă la lemnul, cărbunele de lemn, deșeurile vegetale și organice utilizate de populație pentru gătit și încălzit.

În cadrul **consumului,** combustibilii solizi cuprind combustibilii solizi primari utilizați ca atare, precum și cei secundari (brichete, șlam, cocs etc.) . Combustibilii lichizi conțin produsele petroliere energetice, gazele de rafinărie și țițeiul consumat direct în scopuri energetice. În cazul combustibilului gazos se adaugă la consumul direct de gaze naturale cel obținut în uzine de gaz, precum și gazul de cocs.

Consumul se calculează cu relația:

Consum = Producție + Import – Export + Variație stoc – Consum în transporturi internaționale.

Se menționează că pentru combustibilii locali nu există date certe, evaluările rezultînd din extrapolarea unor studii efectuate în țări din diferite zone geografice. Pentru acest combustibil, consumul s-a luat egal cu producția.

Principalele zone geografice examinate sînt Europa, America de Nord (inclusiv America Centrală și statele din M. Caraibilor), America de Sud, Africa, Asia (fără partea asiatică a CSI). Oceania și CSI (se referă la toate statele care au alcătuit URSS).

Situația anului 1990 a fost comparată cu cea din anul 1985, an suficient de îndepărtat pentru a evidenția mai bine tendințele în domeniul energetic; totodată, în perioada 1985 - 1990 nu s-au produs șocuri energetice care să influențeze brutal aceste tendințe.

În tabelul 1 se prezintă consumul şi producţia mondială de energie primară, precum şi repartizarea acestora pe principalele zone geografice.

Consumul de energie primară

Consumul mondial de energie primară a fost în anul 1990 de 347737 PJ (11865 milioane t c.c.), crescînd faţă de 1985 cu un ritm mediu anual de 2,25 %. Pentru acoperirea consumului au fost solicitaţi toţi purtătorii şi formele de energie primară, dar în mod diferit. Astfel, ritmurile medii anuale de creştere cele mai mari le-au prezentat energia electrică primară (3,75 %) şi combustibilul gazos (3,45 %) faţă de 2 % la combustibilul lichid, 1,4 % la combustibilul solid şi 0,9 % la cel local. Aceasta a condus la uşoare modificări ale structurii consumului mondial de energie. Predominant a rămas combustibilul lichid, dar ponderea sa în consumul total

Tabelul 1

Producţia şi consumul de energie primară, mondial şi pe zone geografice

Purtător de energie	Anul	Europa	America de Nord	America de Sud	Africa	Asia	Oceania	CSI	Total mondial
a) Consumul de energie primară [PJ]									
Combustibil solid	1985	22261	19227	619	2778	28544	1355	16214	90998
	1990	19852	21549	677	2956	35522	1637	15330	97523
Combustibil lichid	1985	24654	35544	4283	2796	22146	1429	14738	105590
	1990	25014	38484	4659	3359	27579	1698	15886	116679
Combustibil gazos	1985	12150	20998	1660	731	5339	752	19281	60911
	1990	13250	22133	2092	1151	8383	854	23914	72177
Energie electrică primară	1985	11186	10829	2846	500	5514	371	3543	34789
	1990	13289	13009	3350	539	7151	399	4091	41828
Combustibil local	1985	640	2068	2783	4143	8024	186	854	18698
	1990	629	1766	2708	4683	8891	194	659	19530
Total	1985	70891	88666	12191	10948	69567	4093	54630	310986
	1990	72034	96941	13486	13088	87526	4782	59880	347737
b) Producţia de energie primară [PJ]									
Combustibil solid	1985	18944	21221	466	4000	25216	3194	16693	89734
	1990	16473	24873	735	4085	30761	4258	16013	97198
Combustibil lichid	1985	8777	30881	7511	10987	32637	1169	24826	116788
	1990	9050	28138	9255	13678	48290	1257	23721	133389
Combustibil gazos	1985	9120	20814	1659	1609	5334	752	21708	60996
	1990	8525	22763	2095	2772	8230	964	27733	73082
Energie electrică primară	1985	10941	10829	2846	500	5483	371	3819	34789
	1990	12930	13009	3350	539	7149	399	4450	41828
Total *	1985	48422	85813	15265	21239	76694	5672	67900	321005
	1990	47609	90549	18143	25757	103321	7072	72576	365027
c) Consumul de energie primară pe locuitor [GJ/locuitor]									
	1985	45	221	46	20	24	167	197	64
	1990	144	226	46	21	27	181	208	65
d) Ritmul mediu anual de creştere a consumului în perioada 1985 - 1990 (%)									
		0,3	1,8	2,0	3,6	4,7	3,2	1,85	2,25
e) Repartizarea consumului pe zone geografice [%]									
	1985	22,8	28,5	3,9	3,5	22,4	1,3	17,6	100
	1990	20,7	27,9	3,9	3,7	25,2	1,4	17,2	100
f) Raportul între producţie şi consum (P/C)									
	1985	68,3	96,7	125,2	194,0	110,2	138,6	124,3	
	1990	65,6	93,4	134,5	196,8	118,0	147,9	121,2	

* Include şi combustibilul local de la pct.a, a cărui producţie este practic egală cu consumul.

a scăzut uşor de la 34 % în 1985 la 33,6 % în 1990. Ponderea combustibilului solid a scăzut, în aceeaşi perioadă, de la 29,3 la 28 %, crescînd în schimb aportul combustibilului gazos (de la 19,6 % la 20,8 %) şi al

energiei electrice primare (de la 11,1 % la 12 %). Combustibilul local, cu toată uşoara scădere de la 6 % la 5,6 % continuă să aibă un rol important în unele zone geografice.

Consumul de energie primară pe locuitor a crescut însă puţin, de la 64 GJ în 1985 la 65 GJ în 1990, ritmul mediu anual de creştere fiind de numai 0,3 %.

Repartizarea consumului mondial de energie primară pe zone geografice este foarte neuniformă. Cel mai mare consum îl prezintă America de Nord şi Asia, urmate de Europa şi CSI, la mare distanţă situîndu-se America de Sud, Africa şi Oceania. Aceasta se datorează însă numărului de locuitori foarte diferit al zonelor . Din această cauză este mai concludent consumul de energie pe locuitor. Consumuri specifice de 2 - 3 ori mai mari decît media prezintă America de Nord , CSI, Oceania şi Europa, în timp ce în Africa, Asia şi America de Sud consumurile specifice sînt de 2- 3 ori mai mici decît media.

În perioada 1985 - 1990 consumul de energie primară a crescut în toate zonele, dar cu ritmuri diferite, cele mai mari prezentîndu-le zonele mai puţin dezvoltate: Asia - 4,7 %, Africa - 3,6 %. Ritmurile de creştere cele mai scăzute le-au prezentat Europa - 0,3 %, unde s-a înregistrat şi o uşoară scădere a consumului pe locuitor, America de Nord - 1,8 % şi CSI - 1,85 %. Din această cauză ponderea consumului diferitelor zone geografice în consumul mondial s-a micşorat pentru Europa, America de Nord şi CSI, crescînd în celelalte. Cu toată această uşoară tendinţă de egalizare, diferenţele rămîn foarte mari.

Structura consumului de energie primară în zonele geografice prezentate este destul de diferită (fig.1).

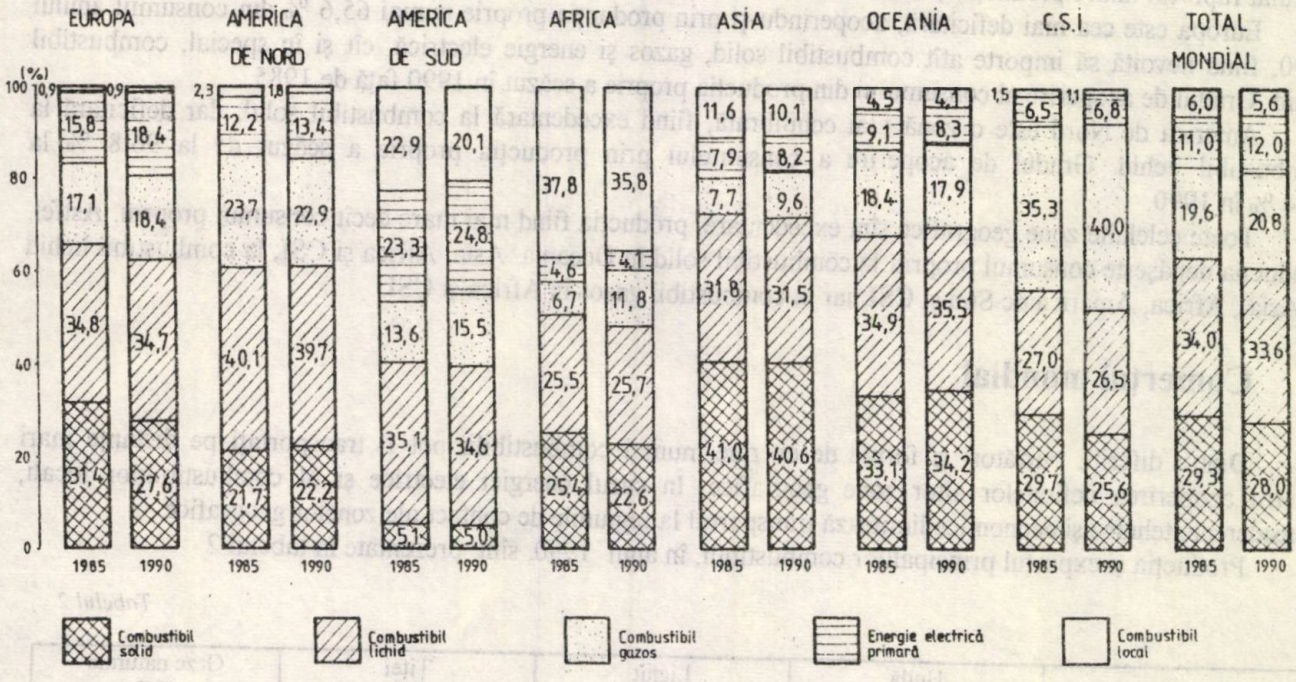


Fig.1. Structura consumului de energie primară în anul 1990, mondial şi pe zone geografice.

Astfel, în 1990, ponderea **combustibilului solid** este cuprinsă între 22 - 27 % în Europa, America de Nord, CSI şi Africa, atingînd însă 40,6 % în Asia, 34,2 % în Oceania şi numai 5 % în America de Sud. In perioada 1985 - 1990 participarea combustibilului solid la acoperirea consumului a crescut numai în America de Nord şi Oceania, scăzînd în toate celelalte zone.

Combustibilul lichid acoperă circa 35% din consum în Europa, America de Sud şi Oceania, ridicîndu-se în America de Nord la aproape 40 % şi reprezentînd numai 31,5 % în Asia şi circa 26 % în CSI şi Africa.

Combustibilul gazos variază, de asemenea, în limite mari, de circa 40 % în CSI şi 23 % în America de Nord la 10 - 20 % în celelalte zone. Cu excepţia Americii de Nord şi Oceaniei, ponderea combustibilului gazos a crescut în toate celelalte zone.

Energia electrică primară variază mult, între 24,8 % în America de Sud, 18,4 % în Europa, 13,4 % în America de Nord, 7 - 8 % în CSI, Asia şi Oceania şi numai 4 % în Africa. Creşterea energiei primare în Europa şi America de Nord s-a datorat dezvoltării rapide a energeticii nucleare, în timp ce în America de Sud s-a datorat energiei hidroelectrice.

Combustibilii locali au o pondere ridicată în zonele mai puţin dezvoltate economic, reprezentînd 35,8 % din consumul total în Africa, 20,1 % în America de Sud şi 10,1 % în Asia.

Producţia de energie primară

Producţia de energie primară (vezi tabelul 1) diferă de consum datorită în principal variaţiei stocurilor, neincluderii consumului pentru transporturile internaţionale şi a produselor petroliere neenergetice.

Participarea diferitelor zone geografice la producţia totală de energie primară pune în evidenţă rolul predominant a trei zone: Asia, America de Nord şi CSI. Se remarcă, de asemenea, scăderea, în perioada 1985-1990, a ponderii în producţia mondială a zonelor mari consumatoare de energie primară - Europa, America de Nord şi CSI - şi creşterea participării celorlalte zone - Asia, Africa, America de Sud şi Oceania.

Pentru a pune în evidenţă modul în care consumul fiecărei zone este acoperit prin producţia proprie, s-a calculat raportul dintre producţia şi consumul fiecărei zone (vezi tabelul 1).

Europa este cea mai deficitară, acoperindu-şi prin producţia proprie numai 65,6 % din consumul anului 1990, fiind nevoită să importe atît combustibil solid, gazos şi energie electrică, cît şi în special, combustibil lichid. Gradul de acoperire al consumului din producţia proprie a scăzut în 1990 faţă de 1985.

America de Nord este o zonă mai echilibrată, fiind excedentară la combustibil solid, dar deficitară la combustibil lichid. Gradul de acoperire a consumului prin producţia proprie a scăzut de la 96,8 % la 93,4 % în 1990.

Toate celelalte zone geografice sînt excedentare, producţia fiind mai mare decît consumul propriu. Astfel, producţia depăşeşte consumul propriu la combustibil solid în Oceania, Asia, Africa şi CSI, la combustibil lichid în Asia., Africa, America de Sud şi CSI, iar la combustibil gazos în Africa şi CSI.

Comerţul mondial

Dintre diferiţii purtători şi forme de energie, numai combustibilii pot fi transportaţi pe distanţe mari pentru acoperirea deficitelor altor zone geografice. În cazul energiei electrice şi al combustibililor locali, considerente tehnice şi economice limitează transportul la regiunile de contact ale zonelor geografice.

Producţia şi exportul principalilor combustibili, în anul 1990, sînt prezentate în tabelul 2

Tabelul 2

	Huilă [10^6 t]	Lignit [10^6 t]	Ţiţei [10^6 t]	Gaze naturale [PJ]
Producţie	3564,3	1218,8	3018,8	73083,4
Export	3,1	4,7	1386,0	11203,9
Export/Producţie [%]	10,9	0,4	45,9	15,3

Se remarcă faptul că în comerţul mondial de combustibil ponderea principală o are ţiţeiul, urmat la mare distanţă de gaze naturale şi huilă. Aceasta se datorează, pe de o parte, gradului de concentrare a energiei în unitatea de volum (mai ridicată la ţiţei decît la cărbune) şi, pe de altă parte, condiţiilor de transport şi manipulare a combustibilului, care sînt cele mai uşoare la ţiţei.

În continuare ţările cu cea mai mare producţie de **huilă** în anul 1990, sînt prezentate indicîndu-se producţia totală şi în paranteză exportul, în milioane tone metrice: China - 1080 (17,3), SUA - 861,4 (96) , CSI - 543 (35,4), India - 201,8 (0,1), RSA - 175,6 (42,6), Australia - 159,4 (104), Polonia - 147 (27),

Marea Britanie - 89,3 (2,3), Germania (R.F.G.) - 76,4 (6) şi altele. Aceste 9 ţări acoperă peste 90 % din producţia mondială, cele mai mari exportatoare fiind Australia, SUA, RSA şi CSI. În ultimii ani se constată o creştere a producţiei în SUA, China, India, Australia, dar şi o scădere a acesteia în CSI, Polonia, Marea Britanie, Germania.

Lignitul este exploatat în special pentru acoperirea cerinţelor proprii ale ţărilor. În 1990, cele mai mari producţii s-au realizat în fosta RDG - 280, CSI - 188, Germania (RFG) - 107,5, fosta Cehoslovacie - 85,5, SUA - 82,6, fosta Iugoslavie - 75,5, Polonia - 68, Grecia - 51,9, Australia - 46,2 milioane tone. Aceste 9 ţări acoperă peste 80 % din producţia mondială.

Pe ansamblu, se constată un ritm de creştere mai mare a producţiei de huilă decît a celei de lignit.

Din producţia mondială de **ţiţei**, un sfert a fost extras din platformele continentale ale mărilor şi oceanelor. Principalele ţări producătoare şi consumatoare de ţiţei se prezintă în tabelul 3, în paralel cu capacitatea de tratare a rafinăriilor.

Tabelul 3

Producţia, consumul de ţiţei şi capacitatea de tratare a rafinăriilor în anul 1990 (milioane tone)

Ţara	Producţie	Import	Export	Consum	Capacitate rafinării
a) Principalele ţări producătoare					
CSI	565,0	8,2	108,7	465,1	613,0
SUA	369,7	295,0	5,5	661,0	787,9
Arabia Saudită	320,4	0,4	241,7	75,9	87,6
Iran	157,1		118,3	35,8	35,9
China	138,1	0,5	29,2	109,4	112,0
Mexic	133,1		66,4	66,6	84,0
Venezuela	112,0		63,3	48,8	61,2
Emiratele Arabe Unite	102,0		93,6	7,9	9,2
Irac	100,6		78,2	18,5	27,0
M. Britanie	88,6	41,6	54,0	76,2	90,5
Nigeria	86,5		76,8	9,8	21,5
Norvegia	79,6	1,4	66,6	12,7	14,7
Canada	76,4	26,2	32,2	69,9	92,5
Indonesia	70,4	6,6	40,3	36,1	46,0
Libia	67,2		49,1	14,7	16,7
b) Principalele ţări consumatoare					
Japonia	0,5	189,7		190,2	225,0
Italia	4,6	74,7	0,8	78,6	139,8
Germania (RFG)	3,6	71,9		75,5	87,3
Franţa	3,0	69,6		72,6	96,1
Spania	0,8	50,7		51,5	62,0

Cele 15 ţări mari producătoare de ţiţei asigură peste 80 % din producţia şi exportul mondial. Capacitatea rafinăriilor este corelată cu consumuul propriu al ţărilor, deoarece se importă preponderent ţiţei brut şi nu produse petroliere.

Producţia de **gaze naturale** este dominată de două ţări, CSI cu 27700 PJ şi SUA cu 17500 PJ, care au acoperit împreună, în 1990, peste 50 % din producţia mondială. Alte ţări realizează producţii mult mai mici: Canada - 3992 PJ, Olanda - 2540, Algeria - 1975, Marea Britanie - 1903, Indonesia - 1578, Norvegia - 1130, Arabia Saudită - 1101, Mexic - 1011, România - 959 PJ etc.

Producţia şi consumul de energie primară ale unor ţări

În tabelul 4 se prezintă producţia şi consumul de energie primară, în 1990, ale unor ţări şi anume ale celor dezvoltate economic din grupul celor 7 (G-7), precum şi ale unor ţări reprezentative din diferite zone geografice. Se menţionează că, datorită faptului că unificarea Germaniei a avut loc în octombrie 1990, datele pentru această ţară se referă numai la fosta RFG.

Se constată că dintre ţările din G-7, numai Canada produce mai mult decît consumă la toţi purtătorii de energie, producţia totală fiind cu 26 % mai mare decît consumul propriu. O situaţie mai echilibrată prezintă

SUA, care importă mult combustibil lichid, dar exportă cărbuni, precum şi Marea Britanie, aceste două ţări acoperin- du-şi consumul în proporţie de 86 % şi respectiv 96 % din producţia proprie. Franţa şi Germania trebuie să importe practic tot combustibilul lichid şi cea mai mare parte din cel gazos necesar, acoperindu-şi din producţia internă circa 50 % din consum. Japonia şi Italia îşi acoperă însă numai 18 - 20 % din consum, trebuind să importe cea mai mare parte din combustibilii utilizaţi.

Tabelul 4

Producţia şi consumul de energie primară ale unor ţări în anul 1990

Ţara		C.S [PJ]	C.L [PJ]	C.G [PJ]	E.E.P [PJ]	C.L.c. [PJ]	TOTAL [PJ]	Consum specific [GJ/100]	P/C [%]
S.U.A.	P	13118	17757	17540	8855	905	68175		
	C	0328	30743	18466	8875	905	79317	318	86,0
Japonia	P	214	23	82	2999	10	3328	138	1,96
	C	3363	8560	2005	2999	10	16937		
Germania (RFG)	P	3983	150	522	1685	38	5378		
	C	3028	4139	2240	1688	38	11133	182	48,3
Franţa	P	363	144	117	3714	102	4440		
	C	805	3209	1340	3260	102	8716	155	50,9
Italia	P	12	196	598	383	41	1230		
	C	565	3779	1543	730	41	6658	116	18,5
Marea Britanie	P	2154	3848	1905	728	4	8639		
	C	2481	3425	2186	848	4	8944	155	96,6
Canada	P	1547	3816	3992	3696	67	13118		
	C	987	3236	2419	3686	67	10395	392	126,2
Spania	P	475	32	50	8o4	24	1385	88	
	C	751	1640	222	800	24	3437	88	40,3
Suedia	P	0	0	0	1413	119	1532		
	C	99	552	20	1394	119	2184	218	64,6
Elveţia	P	0	0	0	547	9	556		
	C	12	484	76	526	9	1107	167	50,2
China	P	22587	5782	594	1105	1930	31998		
	C	22256	3774	594	1120	1930	29674	27	107,8
India	P	4994	1398	388	722	2746	10248		
	C	5204	1910	388	731	2746	10979	13	93,3
Brazilia	P	88	1357	146	2095	1981	5667		
	C	376	2011	144	2343	1981	6855	46	82,7
Argentina	P	6	1087	794	254	134	2275		
	C	34	722	878	263	134	2031	63	112.0
Australia	P	4203	1181	782	148	119	6433		
	C	1585	1412	674	148	119	3938	234	163,3
Republica Sud-Africană (RSA)	P	3900	0	0	47	163	4110		
	C	2653	454	0	19	163	3289	80	125,0

Notă: C.S - combustibil solid; C.L - combustibil lichid; C.G - combustibil gazos; E.E.P - energie electrică primară; C.Lc - combustibil local; P - producţie; C - consum.

Se remarcă faptul că producţia de energie electrică primară are în unele ţări o pondere foarte ridicată în producţia proprie de energie primară, ca Elveţia - 98 %, Suedia - 92 %, Japonia - 90 %, Franţa - 84 %.

Celelelalte ţări prezentate, în general în curs de dezvoltare, îşi acoperă cea mai mare parte a consumului din producţia proprie, prezentînd şi unele disponibilităţi pentru export.

Consumul de energie primară pe locuitor variază în limite foarte mari, fiind cuprins, pentru ţările prezentate, între 392 GJ în Canada şi 13 GJ în India.

Structura consumului de energie primară al ţărilor menţionate se prezintă în figura 2. Se observă o mare

diversitate în structura consumului de energie primară. Astfel, în ţări ca RSA şi China , combustibilul solid acoperă 75 - 80 % din consumul total, în timp ce în Elveţia şi Argentina ponderea sa este sub 2 % . Combustibilul lichid acoperă în majoritatea ţărilor 30 - 40 % din consum, fiind mai mare în Italia - 56,7 % , Japonia - 50,6 % , Spania - 47,7 % şi mai mic în China, India , RSA şi Suedia. Combustibilul gazos acoperă în multe ţări 15 - 25 % din consum, ponderea maximă prezentînd-o Argentina - 43,1 %. Ţările fără producţie de gaze naturale importantă prezintă o participare redusă a acestui combustibil la acoperirea consumului.

Ponderea energiei electrice primare este, de asemenea, foarte variabilă, între 63,8 % în Suedia , 37,4 % în Franţa, 35,5 % în Canada şi sub 5 % în China, Australia şi RSA.

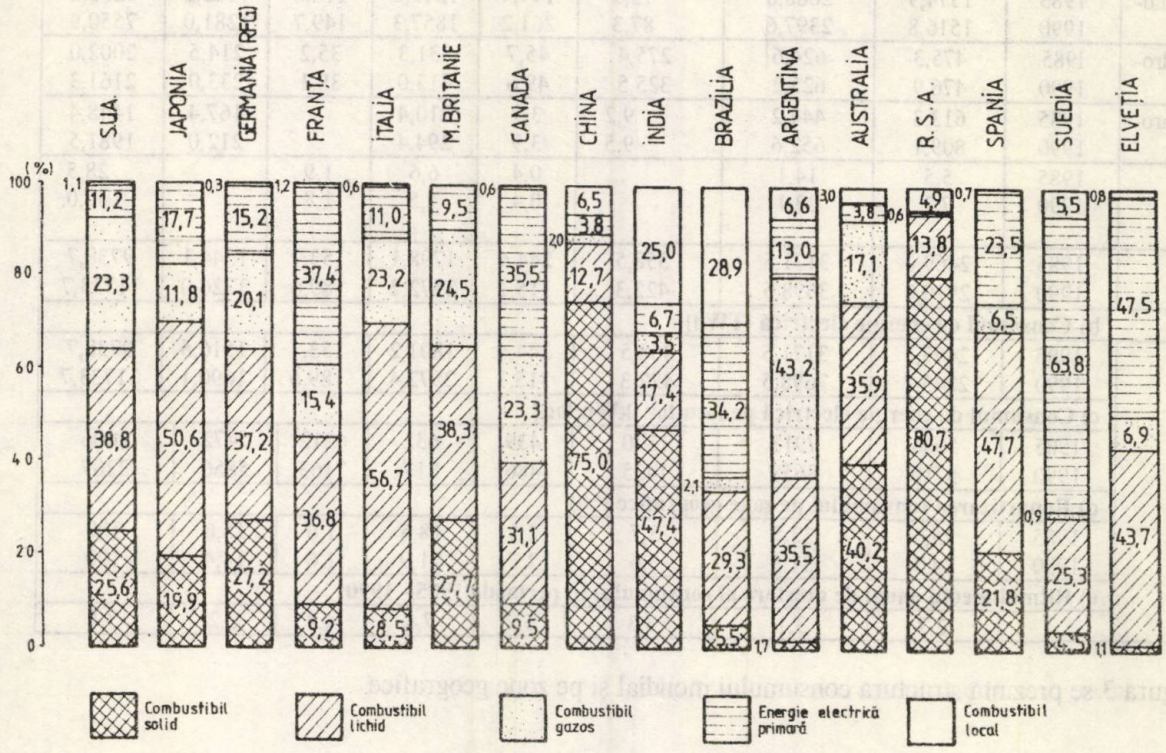


Fig.2 . Structura consumului de energie primară a unor ţări în 1990.

Consumul de energie electrică

În anul 1990 consumul mondial de energie electrică a fost de 11733,7 TWh, crescînd în perioada 1985 - 1990 cu un ritm mediu anual de 3,8 %, superior celui de creştere a consumului de energie primară .

Ritmul de creştere cel mai rapid l-a avut energia nuclearoelectrică (6,5 %), urmat de energia termoelectrică (3,8 %) şi cea hidroelectrică (1,5 %). Din cauza acestor diferenţe, ponderea energiei nuclearoelectrice a crescut în perioada 1985 - 1990 de la 14,9 % la 16,9 %, cea a energiei hidroelectrice a scăzut de la 20,5 % la 18,4 % iar cea a energiei termoelectrice a rămas practic constantă (64 %).

Zonele cu cel mai mare consum sînt America de Nord, Europa şi Asia, urmate de CSI şi apoi la mare distanţă, de America de Sud, Africa şi Oceania. În zonele dezvoltate, America de Nord, Europa, Oceania, cota ce le revine din consumul mondial de energie electrică este mai mare decît partea corespunzătoare din consumul mondial de energie primară, ceea ce arată că în aceste regimuri gradul de electrificare este mai ridicat.

Consumul de energie electrică pe locuitor prezintă o foarte mare variaţie faţă de media mondială de 2207 kWh. Consumuri specifice mari se înregistrează în America de Nord - 8658 kWh, Oceania - 7163 Wh, CSI - 5856 kWh şi Europa - 5710 kWh, urmate la mare distanţă de America de Sud - 1435 kWh, Asia - 817 kWh şi Africa - 486 kWh.

Consumul de energie electrică a crescut în perioada 1985 - 1990 în toate zonele, dar ritmul a fost mult mai rapid în regiunile cu consum specific scăzut, Asia - 7,4 %, Africa - 5,2 % față de CSI - 2,2 %, Europa - 2,7 %, America de Nord - 3,1 %.

Tabelul 5

Producția și consumul de energie electrică, pe plan mondial și pe zone geografice

	Anul	Europa	America de Nord	America de Sud	Africa	Asia	Oceania	CSI	Total mondial
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
a) Producția de energie electrică [TWh]									
Energie termo-electrică	1985	1374,9	2088,6	73,9	194,4	1249,8	116,0	1162,2	6259,8
	1990	1516,8	2397,6	87,3	261,2	1857,3	149,7	1281,0	7550,9
Energie hidro-electrică	1985	475,3	624,6	275,4	45,7	331,3	35,2	214,5	2002,0
	1990	476,9	625,2	325,5	49,6	413,0	38,1	233,0	2161,3
Energie nuclearo-electrică	1985	613,3	444,2	9,2	3,9	210,4	.	167,4	1448,4
	1990	809,1	652,6	9,5	3,9	294,4	.	212,0	1981,5
Energie geotermo-electrică	1985	5,5	14,1	..	0,4	6,6	1,9		28,5
	1990	7,2	23,1		0,4	7,5	1,8		40,0.
Total	1985	2469,0	3171,5	358,5	244,4	1798,1	153,1	1544,1	9738,7
	1990	2810,0	3698,5	422,3	315,1	2572,2	189,6	1726,0	11733,7
b) Consumul de energie electrică [TWh]									
Total	1985	2493,5	3171,5	358,5	244,4	1801,2	153,1	1516,5	9738,7
	1990	2845,7	3698,5	422,3	315,1	2572,4	189,6	1690,1	11733,7
c) Consumul de energie electrică pe locuitor [kWh/loc.]									
	1985	5066	7913	1340	439	632	6212	5472	2006
	1990	5710	8658	1435	486	817	7163	5856	2207
d) Repartizarea consumului pe zone geografice [%]									
	1985	25,6	32,5	3,7	2,5	18,5	1,6	15,6	100
	1990	24,3	31,5	3,6	2,7	21,9	1,6	14,4	100
e) Ritmul mediu anual de creștere al consumului în perioada 1985 - 1990									
		2,7	3,1	3,3	5,2	7,4	4,4	2,2	3,8

În figura 3 se prezintă structura consumului mondial și pe zone geografice.

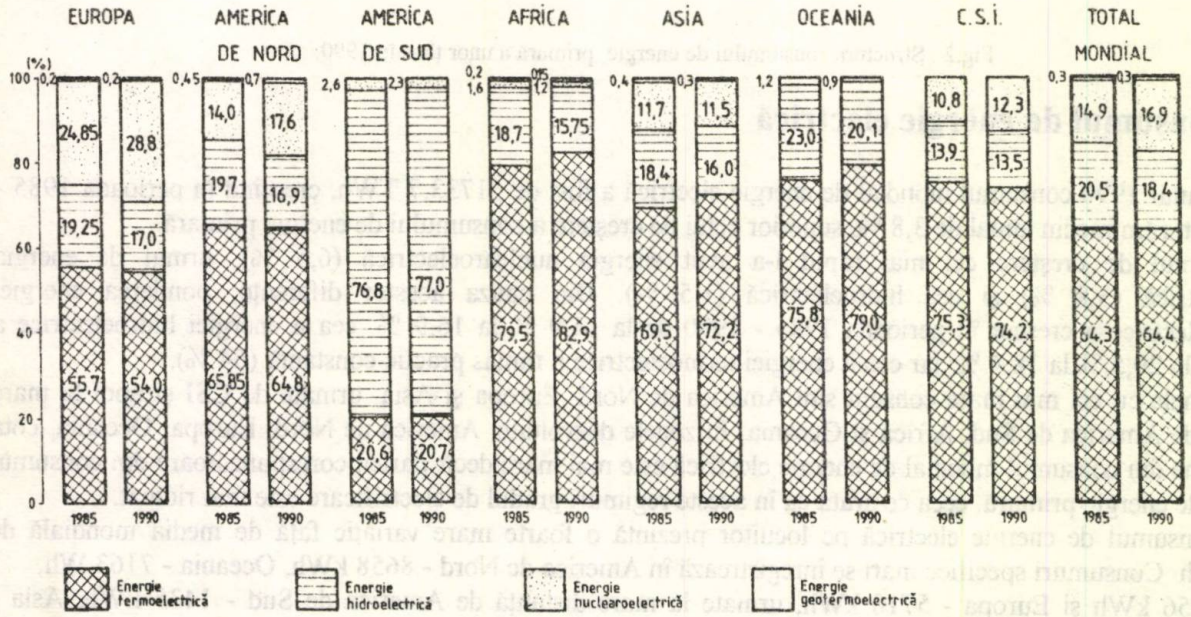


Fig. 3. Structura producției de energie electrică în anul 1990, mondial și pe zone geografice

Energia termoelectrică are o pondere ridicată, de 70-80 %, în Africa, Oceania, CSI şi Asia , în America de Nord de 65 %, în Europa de 55 %. În perioada 1985 - 1990 participarea energiei termoelectrice a crescut în Africa , Asia şi Oceania şi a scăzut în America de Nord, Europa şi CSI. În toate aceste zone energia hidroelectrică are o pondere de 15-20%. În America de Sud însă, energia hidroelectrică este dominantă (77 % din producţia totală), cea termoelectrică participînd numai cu 20 %.

Energia nuclearoelectrică are ponderea cea mai ridicată în Europa - 28,8 %, urmată de America de Nord - 17,6 %, CSI - 12,3 % şi Asia - 11,5 %. În această ultimă zonă rolul dominant în producţia de energie nuclearoelectrică îl are Japonia. În Africa şi America se Sud ponderea sa este cu totul minoră, iar Oceania nu dispune încă de centrale nuclearoelectrice.

Producţia mondială de uraniu a scăzut între 1985 şi 1990 de la 38713 t la 31893 t (conţinut în uraniu). Principalele ţări producătoare în 1990 sînt: Canada - 8279 t, RSA - 5687 t, Australia - 3530 t, SUA - 3420 t, RFG - 2972 t, Franţa - 2841 t, Niger - 2813 t (conţinut în uraniu).

Producţia şi consumul de energie electrică al unor ţări

În tabelul 6 se prezintă producţia şi consumul de energie electrică al unor ţări între care se constată mari diferenţe, care corespund nivelului de dezvoltare atins.

Tabelul 6

Producţia şi consumul de energie electrică al unor ţări în anul 1990 [în TWh]

Ţara	PRODUCŢIE					I	E	Consum	kWh/loc
	Total	T	H	N	G				
SUA	3031,1	2145,6	291,0	576,9	17,6	22,5	20,5	3033,1	12170
Japonia	857,3	557,4	95,8	202,3	1,8	.	.	857,3	6944
Germania (RFG)	454,7	286,2	17,5	151,0	.	22,0	21,7	455,0	7420
Franţa	419,6	48,2	57,3	314,1	.	6,7	52,1	374,2	6661
Italia	216,9	178,6	35,1	0	3,2	35,6	0,9	251,6	4407
M. Britanie	319,0	246,2	7,1	65,7	.	12,0	.	331,0	5761
Canada	481,8	112,2	296,7	72,9	.	17,8	18,2	481,4	18149
China	618,0	507,5	110,5	.	.	1,5	.	619,5	546
India	286,1	213,9	66,1	6,1	.	1,0	0,1	287,0	336
Brazilia	222,2	12,7	207,2	2,3	.	26,5	1,7	247,0	1643
Argentina	50,9	25,5	18,1	7,3	.	0,9	.	51,8	1601
Australia	154,6	139,8	14,8	.	.	.	.	154,6	9161
Republica Sud-Africană	164,5	159,8	0,8	3,9	.	0,3	3,1	161,7	3952
Spania	150,6	70,2	26,1	54,3	.	3,2	3,6	150,2	3833
Suedia	146,5	5,2	73,1	68,2	.	12,8	14,7	144,6	17130
Elveţia	55,9	1,2	31,0	23,7	.	20,8	22,9	53,8	8097

T-energie termoelectrică; H-energie hidroelectrică; N-energie nuclearoelectrică; G - energie geotermoelectrică; I-import; E - export.

Consumul de energie electrică pe locuitor variază foarte mult între ţările prezentate: 18149 kWh/loc. în Canada şi 336 kWh/loc. în India, dar în numeroase ţări din Africa şi Asia valoarea este şi mai mică. Consumul pe locuitor variază în limite mari chiar în ţările dezvoltate, 17000 - 18000 în Canada şi Suedia, 6000 - 7000 kWh/loc. în Japonia, Germania, Franţa, Marea Britanie, CSI şi chiar mai puţin în Italia - 4407, Spania - 3833 kWh/loc. Aceasta se datoreşte atît condiţiilor climatice diferite, cît şi structurii producţiei de energie electrică (fig.4).

Se constată că în ţările în care energia hidroelectrică are o pondere însemnată consumul specific este mai ridicat.

Energia termoelectrică este dominantă, acoperind peste 80 % din producţie în RSA, Australia, China , ţări care dispun de mari rezerve de cărbune, dar şi în Italia, care importă cea mai mare parte din combustibilii necesari.

Se observă că o serie de țări ca Elveția, Suedia în care mult timp producția de energie electrică s-a bazat pe valorificarea potențialului hidroenergetic însemnat de care dispun, după amenajarea celei mai mari părți a acestuia, pentru acoperirea creșterii consumului s-a dezvoltat energetica nucleară și nu cea termoelectrică.

Energetica nucleară s-a dezvoltat îndeosebi în țările dezvoltate economic. Ponderea cea mai mare în producția totală o prezintă Franța - 74,8 %, urmată de Suedia - 46,6 %, Elveția - 42,4 %, Spania - 36,1 %, Germania - 33,2 %. Energetica nucleară s-a dezvoltat în țările dezvoltate, dar fără resurse importante sau competitive de combustibil pentru reducerea importului și diminuarea dependenței de țările exportatoare de combustibil.

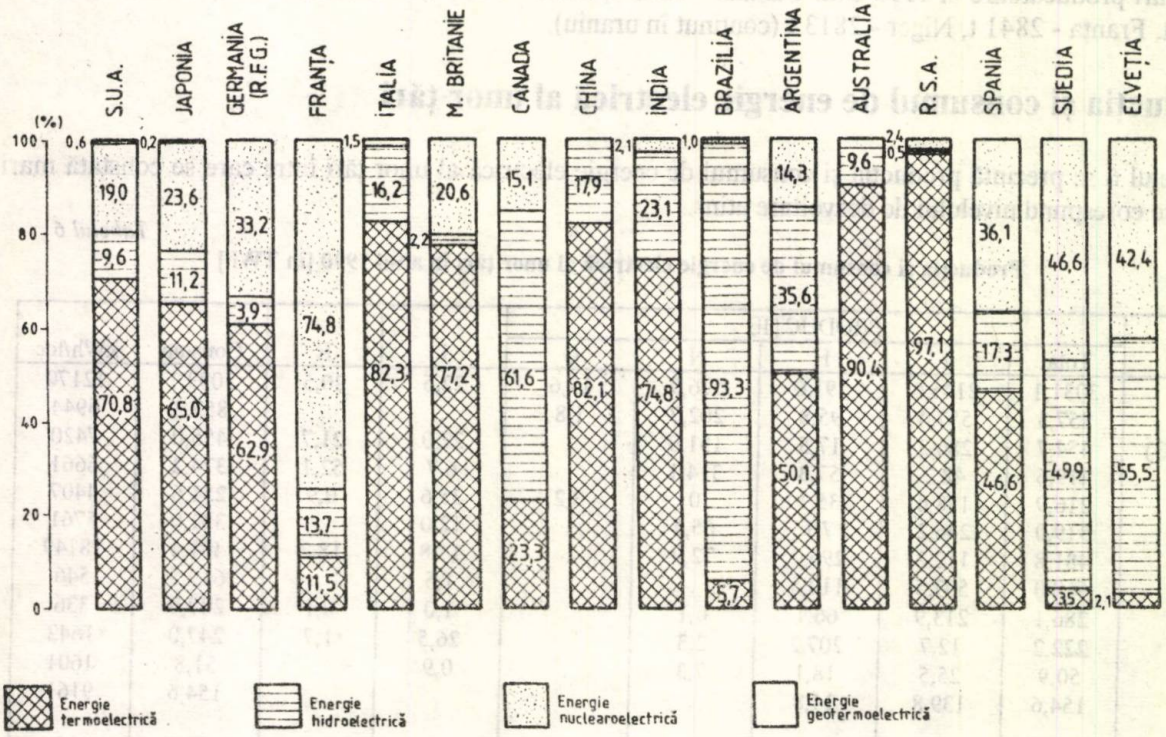


Fig.4. Producția și consumul de energie primară al unor țări în anul 1990.

Se observă că, spre deosebire de combustibil, importul și exportul de energie electrică reprezintă o cotă redusă din consumul sau producția țărilor respective. Cel mai mare importator de energie electrică este Italia (14 % din consum), iar cei mai mari exportatori sînt Franța (12 % din producție) și CSI (2 % din producție).

Datele prezentate pun în evidență marea diversitate a situației energetice a țărilor de pe glob, determinată de numeroși factori obiectivi ca: nivelul de dezvoltare, rezervele de energie primară disponibile și competitivitatea lor, siguranța importului de energie ș.a. Pe lîngă aceasta se adaugă o serie de factori locali specifici. Astfel, embargoul asupra RSA a diminuat drastic consumul normal de combustibil lichid, impulsionînd consumul de cărbune. În alte țări, ca Italia și Austria, opoziția populației a împiedicat dezvoltarea energeticii nucleare. Din această cauză, pentru a afla logica dezvoltării energetice a unei țări trebuie să se facă analiza a numeroși factori specifici.

BIBLIOGRAFIE

[1] 1990 - *Energy Statistics Yearbook,* United Nations, New York, 1992.

ing. ALEXANDRU COGĂLNICEANU

CONTENTS

EDITORIAL
JEAN CONSTANTINESCU: Why an orientation towareb UCPTE ? 55

VIORICA RĂDUCANU: Energy efficiencyn the Eastern-Western relationships 56 - 62

ANCA POPESCU, STEFANIA VELICU, FLORENTINA MIHĂILESCU : Interconnection of the Eastern-Western European power system - present problem under the new condition of the Romanian integration in the structures of the European Economy Community 63 - 67

ARIE A. ARIE, EUGENIU PAVEL: Considerations on the interconnction of the Romanian Power System to the European systems 68 - 72

JEAN CONSTANTINESCU, MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU: Performance criteria for UCPTE interconnection 73 - 80

CONSTANTIN BUNESCU : RENEL's viewpoint on the interconnection of the Romanian Power System to UCPTE 81 - 84

EVENTS
ADRIANA GEORGESCU : Light and Lighting '93 85 - 86
VASILE RUGINĂ, IRINA POPESCU: Optimizing the Electric energy use at the industrial or similar consumers 86 - 89

ENERGY WORLDWIDE
ALEXANDRU COGĂLNICEANU: World energetics in 1990 89 - 98

INHALT

LEITARTIKEL
JEAN CONSTANTINESCU : Warum Orientierung gegen UCPTE ? 55

VIORICA RĂDUCANU : Energieeffizienz in der Ost-West Beziehung 56 - 62

ANCA POPESCU, STEFANIA VELICU, FLORENTINA MIHĂILESCU : Vernund der ost-west europäischen Energiesysteme - eine aktuelle Frage in den neuen Bedingungen des Eintritts Rumäniens in die Strukturen der Europäischen Gemeinschaft 63 - 67

ARIE A. ARIE, EUGENIU PAVEL : Betrachtungen betreffend den Verbund des rumänischen Elektroenergiesystems mit den europäischen Systemen 68 - 72

JEAN CONSTANTINESCU, MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU : Performanzkriterien für den Verbund mit UCPTE 73 - 80

CONSTANTIN BUNESCU : Der Gesichtspunkt RENEL betreffed den Verbund des Nationalen Energiesystems Rumäniens mit UCPTE 81 - 84

WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE VERANSTALTUNGEN

ADRIANA GEORGESCU: Ligh and Lighting'93 85 - 86

VASILE RUGINĂ , IRINA POPESCU : Optimisierung des Elektroenergieverwendung bei Industrie - und ähnlichen Verbrauchern 86 - 89

AUS DER WELTENERGIEWIRTSCHAFT

ALEXANDRU COGĂLNICEANU : Die Weltenenergie wirtschaft im Jahre 1990 89 - 98

SOMMAIRE

EDITORIAL

JEAN CONSTANTINESCU: Pourquoi s'orienter vers l'UCPETE ? 55

VIORICA RĂDUCANU : L'efficacité énergétique dans les relations Est-Ouest 56 - 62

A POPESCU, ŞTEFANIA VELICU, FLORENTINA MIHĂILESCU: L'interconnexion des systémes d'énergie de l'Europe de l'Est et de l'Ouest, un probleme actuel dans les nouvelles conditions d'intégration de la Roumanie dans les structures des communautés européennes 63 - 67

ARIE A ARIE, EUGENIU PAVEL : Considérations sur l'interconnexion du systteme électrique de Roumanie avec les systemes européens 68 - 72

JEAN CONSTANTINESCU, MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU: Criteres de performance pour l'interconnexion avec l'UCPTE 73 - 80

CONSTANTIN BUNESCU : La conception de la RENEL sur l'interconnexion du systeme électrique roumain avec le systeme UCPTE 81 - 84

MANIFESTATIONS TECHNIQUES SCIENTIFIQUES

ADRIANA GEORGESCU: Light and Lighting'93 85 - 86

VASILE RUGINĂ, IRINA POPESCU: L'optimisation de l'utilisation de l'électricité chez les consommateurs de l'industrie et similaires 86 - 89

L'ENERGIE DANS LE MONDE

ALEXANDRU COGĂLNICEANU: L'énergie mondiale en 1990 90 - 98

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕДОВАЯ СТАТЬЯ

ЖАН КОНСТАНТИНЕСКУ: Почему ориентация к УЧПТЭ ? 55

ВИОРИКА РЭДУКАНУ: Энергетическая эффективность в рамках восточно-западнъх отношений 56 - 62

АНКА ПОПЕСКУ, ШТЕФАНИЯ ВЕЛИКУ, ФЛОРЕНТИНА МИХЭИЛЕСКУ: Объединение восточно-западных европейских энергосистем актуальный вопрос при новых условиях интеграции Румынии в структуры Европейского Сообщества 63 - 67

АРИЕ А. АРИЕ, ЕУДЖЕНЮ ПАВЕЛ : Соображения по объединению электро-энергетической системы Румынии с европейскими энергосистемами 68 - 72

ЖАН КОНСТАНТИНЕСКУ, МАРЮС ПОМЫРЛЯНУ, ЛИЯ БЕЖУСКУ: Критерии качества ввиду объединения с УКПТЭ 73 - 80

КОНСТАНТИН БУНЕСКУ: Концепция РЕНЭЛ об объединении энергоситемы Румынии с УКПТЭ 81 - 84

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

АДРИАНА ДЖЕОРДЖЕСКУ: Свет и освещение' 85 - 86

ВАСИЛЕ РУДЖИНА, ИРИНА ПОПЕСКУ: Оптимизация использования электроэнергии промышленными и подобными потребителями 86 - 89

ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

АЛЕКСАНДРУ КОГЭЛНИЧАНУ : Мировая энергетика в 1990 89 - 98

ORSZÁGOS KÖZPONT 1983 MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖNYVTÁR

ICEMENERG

INSTITUTUL DE CERCETĂRI ŞI MODERNIZĂRI ENERGETICE

Va prezinta in acest numar oferta pentru :

Produsele destinate incercarilor si probelor echipamentelor de medie tensiune din centrale si statii.

* *Aparat pentru determinarea rigiditatii dielectrice a uleiurilor electroizolante.* **ARU-7** Determina folosind o tensiune alternativa reglabila intre 0...70kV, rigiditatea dielectrica (in kV/cm uleiurilor electroizolante.

* *Celula de masura pentru determinarea pierderilor dielectrice in uleiul electroizolant* **CMU**

Dispozitiv de termostatare pentru timpul masuratorilor **DTCMU**.

* *Trusa pentru incercarea echipamentelor electrice si cabluri* . **TIC-2.** Furnizeaza tensiu continua ce poate varia in limitele 0...75kV si tensiune alternativa intre 0...55kV,P=550VA.

* *Instalatii pentru arderea defectelor in cabluri in c.a si c.c.:***INTENS-2;INTENS-1 INTENS-16.** Putere de scurta durata 40kVA.

* *Dispozitiv monofazat pentru reglarea tensiunii.* **ATR-55.** Obtine o tensiune alternati monofazata reglabila de la 0...250V, la o putere de 12,5kVA. Variante pentru actionare manuala automata.

* *Instalatie complexa pentru reglarea continua si in trepte a tensiunii alternative si contin* **ITR-50 MC.**

* *Generatoare de frecvente acustice pentru depistarea "pin-point" a locului defect in cablu* **GS-1,5; GS-51; GS-200.**

* *Receptoare de semnale pentru defecte in cabluri* : **RS-01** (cuplat cu unul din generatoar din gama GS)

* *Generator de impulsuri* pentru determinarea "pin-point" a locului defect in cablu. **GIDC**

* *Laborator mobil* **LM**. Destinat efectuarii incercarilor preventive cu inalta tensiune (90kV< a instalatiilor energetice. Este dotat si cu aparatajul pentru arderea si depistarea defectelor in ca (descrise mai sus).

* *Trusa pentru masurarea rezistentei prizelor de pamint.* **APP-3**

* *Trusa de verificare a conditiilor de protectie ,prin legarea la pamint in retele de jo tensiune.***TVPP**

* *Trusa pentru determinarea izolatiei scazute,a mantalei cablurilor* **TDMC-5.**

* *Verificator pentru succesiunea fazelor.* **VSF**

* *Indicator de temperatura pentru suprafete sub tensiune.* **ITST-500**

* *Cronometru numeric cu trei canale.***MINUT-M**

Contactati-ne la adresa: Bd. Energeticienilor 8,79619,Bucuresti
tel. (4-01) 3216966;tel/fax: (4-01)3222640

S.C. - A.E.M. - S.A.
Calea Buziaşului nr.26
1900 Timişoara

tefon: 056 - 16.45.07/173;149
telex: 71343
fax: 056 - 19.09.28

Oferă la preţuri avantajoase:

- contoare electrice monofazate
- contoare electrice trifazate
- contoare electrice trifazate cu generator de impulsuri
- contoare electrice trifazate cu indicator de maxim
- sistem de calcul al erorii contoarelor ERRORREX
- aparate de măsură analogice pentru curent continuu şi alternativ
- traductoare şi regulatoare electronice
- multimetre analogice
- aparate şi dispozitive pentru autovehicule
- contoare de apă rece şi caldă pentru apartamente, de 1,5 m^3/h
- contoare de apă rece şi caldă pentru imobile, de la 1,5 m^3/h la 15 m^3/h
- contoare industriale, tip Woltmann, pentru apă rece, apă caldă şi apă fierbinte, cu D_n de la 50 la 150 mm.

20 JUN 2002

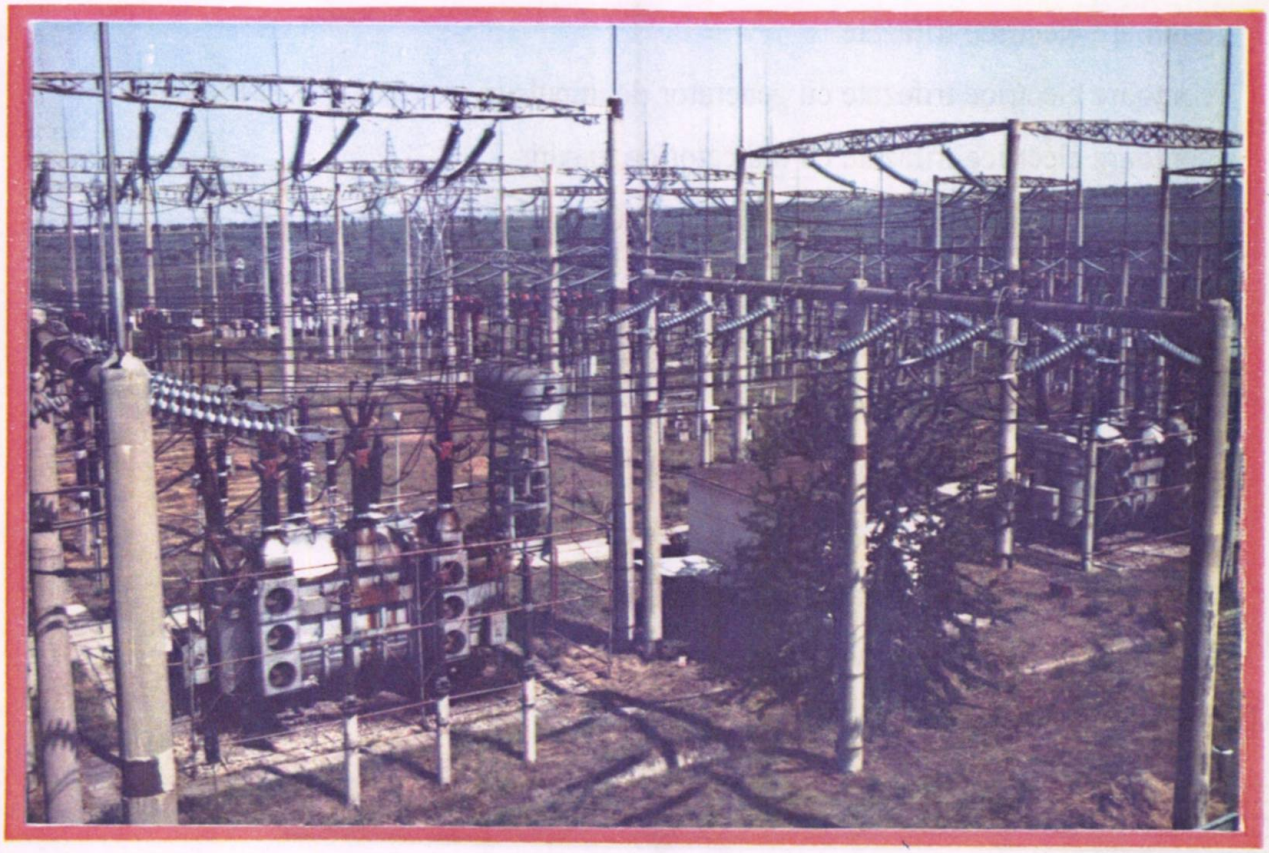
E 2038/A

ORSZÁGOS KÖZPONTI MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖNYVTÁR 1883

ANUL
42

energetica

seria B



3

mai - iunie 1994

S.C. - A.E.M. - S.A.
Calea Buziaşului nr.26
1900 Timişoara

tefon: 056 - 16.45.07/173;149
telex: 71343
fax: 056 - 19.09.28

Oferă la preţuri avantajoase:

- contoare electrice monofazate
- contoare electrice trifazate
- contoare electrice trifazate cu generator de impulsuri
- contoare electrice trifazate cu indicator de maxim
- sistem de calcul al erorii contoarelor ERRORREX
- aparate de măsură analogice pentru curent continuu şi alternativ
- traductoare şi regulatoare electronice
- multimetre analogice
- aparate şi dispozitive pentru autovehicule
- contoare de apă rece şi caldă pentru apartamente, de 1,5 m^3/h
- contoare de apă rece şi caldă pentru imobile, de la 1,5 m^3/h la 15 m^3/h
- contoare industriale, tip Woltmann, pentru apă rece, apă caldă şi apă fierbinte, cu D_n de la 50 la 150 mm

ORSZÁGOS MŰSZAKI KÖZPONT ÉS KÖNYVTÁR INFORMÁCIÓS 1983

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 42 | NR.3, SERIA B | MAI - IUNIE 1994

ISSN 1220 – 5141

Revista ENERGETICA a fost înființată în anul 1953, continuînd tradiția vechilor publicații inginerești care au avut preocupări în domeniul energiei ca de exemplu:

- **Diaru pentru vulgarizarea ştiinţeloru naturale şi fizice (1870 - 1882);**
- **Buletinul Societății Politehnice (1887 - 1944);**
- **Buletinul Asociației Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);**
- **ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);**
- **Buletinul Asociației Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);**
- **Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)**

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparțin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parțială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacție. Sînt autorizate numai citările destinate lucrărilor științifice şi volumelor în care acestea sînt inserate .

Revista apare alternativ în două serii :

- **seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;**
- **seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, stațiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuție a energiei electrice , sisteme electroenergetice etc.**

Fiecare serie are 6 numere pe an .

CUPRINS

EDITORIAL 103 - 104

ORIENTĂRI ÎN ENERGETICĂ

WALTER C. PATTERSON: Demande Side Management - De la Vest la Est ? 105 - 111

CONDUCEREA ŞI AUTOMATICA SEN

DORU PĂUNESCU, FELICA LAZĂR : Considerații asupra unui plan de salvare a SEN la avarii grave 112 - 122

MIHAI MOGA: Considerații privind conducerea cu calculatoare de proces a rețelelor şi sistemelor electroenergetice 123 - 128

EUGENIU POTOLEA, SORIN PĂTRĂŞCOIU, VIOREL TABĂRĂ : Mediu integrat de programe pentru calculul regimului deformant în rețelele electroenergetice 129 - 140

STELIAN GAL, ALEXANDRU VASILIEVICI: Algorime ale programelor protecției de distanță digitală 141 - 146

PUBLICAȚII NOI 122

MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINȚIFICE

ROMULUS SFICHI: Aniversare 146 - 148

DIN ENERGETICA MONDIALĂ

PETRU COLUMBEANU: Supravegherea on-line a transformatoarelor de forță. Instalație electronică pentru anclanşarea automată a rezervei. Supraconductoare de mare performanță 128, 140, 148

OPINII

ION CONECINI: Relația dintre revista Energetica şi activitatea de exploatare 149

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

BIROUL DE REDACŢIE : dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Gabriel POPESCU - reprezentant RENEL; ing. Ion CONECINI; prof. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU - reprezentant ICEMENERG; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; conf. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; ing. Marin CIOCĂNESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; dr. ing. Mihai CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; ing. Alexandru FLORESCU; dr. ing.Laurenţiu GOIA; dr. ing.Dan GOLICIU ; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; ing. Viorel GRIGORIU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Viorel NEGRU ; ing. Gheorghe NEGUŢ; conf. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Constantin POPESCU; dr. ing. Miron POPESCU; ing. Costin POPESCU; ing. Dan RACOVIŢAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; dr. ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN ; ing. Mihai SĂNDULESCU; dr. ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU ; ing. Dinu VOINEA

Redactor : Ana Maria CHIVU

Redacţia şi administraţia:
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251
Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Coperta I : Staţia electrică 220/20/20 kV Turnu Măgurele - Vedere staţie 220 kV

Tiparul executat la ICEMENERG

În ultimul timp, s-a introdus şi se comentează din ce în ce mai mult un concept nou: compatibilitatea electromagnetică. O definiţie fermă pentru acest concept este prematur a se da, deoarece atît conţinutul, cît şi diferenţa specifică fac încă obiectul discuţiilor între experţi. Dar putem avea în vedere două sensuri, pe care trebuie să le discernem în această denumire: fie considerăm conceptul ca titlu al unei interdiscipline noi, fie considerăm această noţiune ca un indicator al perturbaţiilor potenţiale care pot influenţa calitatea mărimilor de bază ale reţelelor şi sistemelor electromagnetice: tensiune şi curent.

În primul caz, noua disciplină (mai precis noua interdisciplină) are un conţinut cu un spectru foarte larg şi se referă în principal la ceea ce noi numim în prezent " poluarea electromagnetică" a reţelelor şi instalaţiilor, de exemplu:

- poluarea armonică,
- poluarea nesimetrică,
- poluarea prin flicker,
- poluarea datorită regimurilor tranzitorii etc.

Aceste categorii de poluări nu sunt prezentate exhaustiv şi, din acest punct de vedere, disciplina este în curs de expansiune, cu tendinţe de complementaritate.

Dacă luăm în considerare conceptul ca avînd semnificaţie de indicator "de poluare admisibilă", trebuie arătat că specialiştii cercetează şi aprofundează influenţele reciproce:

- echipamentele generatoare de poluare pentru reţeaua electroenergetică,
- reţelele "poluate", în special din cauza calităţii necorespunzătoare a tensiunilor din noduri, care afectează echipamentele alimentate.

În cadrul activităţii internaţionale s-a constituit un grup de acţiune compus din membri experţi din şase organizaţii: CEI, IEEE, CIGRE, CIRED, UIE şi UNIPEDE, care are sarcina de a defrişa un asemenea indicator complex şi a stabili condiţiile de admitere a poluării, precum şi limitele ei. Această activitate va fi încheiată în cursul anului 1994. Se pare că experţii sînt în situaţia de a realiza un acord internaţional.

De altfel, în ultimul timp, aplicaţiile electronicii de putere, în special convertizorii electronici, sînt foarte sensibile la perturbaţiile alimentării, dar, pe de altă parte, constituie surse importante de poluare.

Nu este uşor să se păstreze influenţa acestora la un asemenea nivel încît rezultatul global al perturbaţiilor existente şi viitoare să nu depăşească limitele compatibilităţii.

Deoarece această condiţie necesită cercetări ştiinţifice suficient de aprofundate, rezultă ca necesară apariţia şi dezvoltarea acestei interdiscipline.

Poluarea armonică este de obicei frecvent produsă de echipamentele electronice de putere. Apariţia armonicelor superioare are efecte negative şi produce creşterea pierderilor de energie în reţele, încălzirea excesivă a condensatoarelor sau a maşinilor rotative, funcţionarea eronată a aparatelor de măsură, control şi protecţie (relee etc.), micşorarea capacităţii de izolaţie a cablurilor şi altele. Existenţa şi lărgirea considerabilă a utilizării computerelor şi altor utilaje electronice în reţelele electroenergetice din ţara noastră va duce indiscutabil la o creştere a efectelor nefaste din acest punct de vedere.

Dezechilibrul de tensiuni poate, de asemenea, conduce la incompatibilităţi în funcţionarea instalaţiilor şi la creşterea pierderilor de energie în reţele.

Sarcinile fluctuante , cu urmările cunoscute asupra iluminatului electric (fenomenul "flicker"), ca şi asupra altor utilizări, trebuie să fie examinate cu atenţie şi avute în vedere în scopul eliminării lor încă de la faza de proiectare, atît a instalaţiilor şi utilajelor, cît şi a reţelelor electrice.

Regimurile tranzitorii, provocate în special de manevrele din sistemul electroenergetic, au efecte negative asupra unor consumatori. Se semnalizează efecte asupra dispozitivelor de variaţie a vitezei

motoarelor asincrone de tipul ASD (Adjustable Speed Drives) dotate cu ondulatoare PWM (Pulse Width Modulation) la care există circuite de tipul LC care sînt afectate de regimurile tranzitorii, prin posibilitatea apariției unor fenomene de rezonanță, acestea putînd avea ca urmare dublarea tensiunii alternative de vîrf. Circuitele cu semiconductoare de putere au o tensiune inversă admisibilă de maximum 180 % și deci, prin depășirea acestei valori, se ajunge la distrugerea dispozitivului însuși.

Măsurile care trebuie luate sînt, pe de o parte, adresate întrerupătoarelor de rețea la care, printr-o concepție adecvată trebuie asigurată o rupere a curenților la trecerea lor prin zero, pe de altă parte, la dispozitivele ASD pentru a le desensibiliza la asemenea efecte.

x

Sistemul electroenergetic românesc, în curs de modernizare, trebuie ferit încă de pe acum de incompatibilitățile electromagnetice posibile.

Desigur că o discuție între experții români, cu scopul aducerii la lumină a acelor aspecte specifice sistemului electroenergetic, ar fi foarte utilă, cel puțin pentru a cunoaște problematica energeticii noastre.

Redactor-șef
Dr. ing. EUGENIU PAVEL

P.S. Profesorul Sorin COATU de la Universitatea "Politehnica" București atrage atenția că în cadrul preocupărilor din acest domeniu, există deja un Standard CEI 50 (161) întocmit în 1990, în care se găsesc o serie de definiții ca: CEM (Compatibilitate Electromagnetică), mediu electromagnetic, perturbații, interferențe electromagnetice etc.

Așteptăm cu interes și concluziile comisiei internaționale menționate mai sus, care, în componența ei are, în afara CEI, și pe reprezentanții CIGRE, CIRED și alte organizații ai căror experți sînt preocupați de producerea transportul și distribuția energiei electrice.

Poate că anul 1994 va aduce completări teoretice și practice valoroase .

DEMAND-SIDE MANAGEMENT: DE LA VEST LA EST ?

DEMAND- SIDE MANAGEMENT: FROM WEST TO EAST?

WALTER C. PATTERSON
Cercetător principal , Institutul Regal al Afacerilor Internaţionale Londra, UK
Senior Research Fellow , Energy and Environmental Programme
Royal Institute of International Affairs, Londra, UK

Domnul Walter C. Patterson este un foarte cunoscut energetician din Regatul Unit. El este Senior Research Fellow, pentru "Energy and Environmental Programme" la "Royal Institute of International Affairs" din Londra.

A făcut mai multe vizite în România şi a început să cunoască problemele energeticii româneşti.

D-sa a avut amabilitatea să fie de acord ca una din lucrările sale, prezentată oral la seminarul UNESCO de la Bucureşti în 28 - 29 octombrie 1993, să fie publicată în revista ENERGETICA. Subiectul tratat în acest articol este de mare interes pentru actualitatea energetică în care s-a introdus deja termenul de "Demand Side Management" (DSM).

Analiza făcută de domnul Patterson, în care se încearcă explicaţii cauzale şi lămuriri în legătură cu unele reticenţe ale unor specialişti, mai ales ale unor cadre de conducere administrativă din întreprinderi energetice în ţările foste "cu piaţă planificată" (în special în ţările din estul Europei), dar şi în ţările cu tradiţie în piaţa liberă din "Vest", este menită să convingă asupra avantajelor acestui procedeu de management, care implică o privire mai largă a fenomenelor economice şi sociale şi care, în mod sigur, va avea rezultate benefice pe termen scurt, mediu şi lung.

Publicăm cu plăcere acest articol, foarte util, scris de un expert, prieten al energeticienilor români.

Redactor - şef
dr. ing. EUGENIU PAVEL

Demand Side Management (DSM) înseamnă o abordare mai profundă a energiei electrice; în prezent este numită, "planificare integrată a resurselor" (integrated resource planning sau IRP).

Mulţi dintre cei din ţările Europei de Est ar putea să respingă, lucru pe deplin înţeles, cuvîntul "planificare". Planificarea înseamnă tot ceea ce fac unităţile pentru pregătirea activităţilor lor viitoare. Dar în contextul Europei de Est, planificarea are un sens peiorativ după decenii de proastă administrare de la centru. Oricum, orice instituţie responsabilă trebuie să încerce să anticipeze activităţile sale viitoare şi să le planifice. Dar se pun următoarele întrebări: Cum

Demand-side management, or DSM - is part of a much more fundamental innovative approach to electricity, mow usually called 'integrated resource planning' or IRP. Those of them from eastern European countries may recoil, understandably, from the word 'planning'. Planning, of course, is what any organization docs in preparing for its future activities. But in the context of eastern Europe planning has a deservedly bad reputation, after decades of brutal mismanagement by central planners. Nevertheless, any responsible organization must attempt to anticipate its future activities and plan for them. The questions are how to plan, who contributes to

se face planificarea? Cine o va face? Cine o estimează? Cine aplică această planificare? Cine urmăreşte aplicarea ei? Nu este necesar să se schimbe activitatea de planificare, ci felul în care se face această activitate.

Furnizarea energiei electrice prin întreprinderi publice este un caz deosebit, care implică o activitate de planificare nu numai în Europa de Est, dar chiar în întreaga lume, deoarece anumite aspecte concrete ale aplicaţiilor activităţii în sistemele electroenergetice reprezintă monopoluri naturale. De exemplu, nu are sens să avem două sau mai multe instalaţii interioare de alimentare cu energie electrică în aceeaşi locuinţă. Din această cauză furnizarea publică de energie electrică a fost reglementată pentru a proteja pe consumatorii "captivi" faţă de posibile nereguli din partea furnizorilor.

Unele agenţii guvernamentale - cu atribuţii de control - supraveghează furnizorul de energie electrică, apreciază activitatea de planificare şi realizările acestuia, stabileşte tarifele în consecinţă.

În ţările cu conduceri comuniste, aceasta făcea parte din activitatea de planificare centralizată care se desfăşura, în mod special, în spatele uşilor închise. De fapt, la fel s-a întîmplat şi într-un număr surprinzător de mare de ţări din OECD. O excepţie a constituit-o Statele Unite ale Americii, unde procesul de reglementare s-a realizat public şi cu participarea publicului. În acest fel s-a inaugurat un nou domeniu de probleme atît din punct de vedere teoretic, cît şi practic.

În urmă numai cu cîteva decenii, sfera de preocupare a "controlorului" se limita la previziunea furnizorului asupra cererii de energie electrică şi investiţia planificată pentru noile instalaţii de producere a energiei electrice necesare să satisfacă această cerere anticipată. Dar prin anii '70 s-au ivit o serie de dificultăţi generate de supraestimarea folosirii energiei electrice, depăşirea investiţiilor în noile centrale, depăşirea costurilor în unităţile foarte mari şi o îngrijorare crescîndă în legătură cu influenţa producerii energiei electrice asupra mediului înconjurător. Aceste dificultăţi au dus la o reconsiderare a teoriei asupra furnizării şi folosirii energiei electrice - o reconsiderare în dezvoltare care cunoaşte o evoluţie rapidă. În mod concret se recunoaşte că nimeni nu doreşte, de fapt, energie electrică pură. Clienţii doresc confort, lumină, energie pentru mişcare şi alte servicii care necesită energie electrică.

the plan, who evaluates the plan, who implements the plan and who monitors its implementation. You don't need to change the fact of planning: but you need to change the way.

Public electricity supply has historically been a special case for planning, not only in eastern Europe but everywhere, because certain physical aspects of an electricity system are a natural monopoly, it makes no sense to have two or more sets of competing wires connected to the same house. Accordingly, public electricity supply has been regulated, to keep monopoly electricity suppliers from taking unfair advantage of their captive customers. Some agency of government - the regulator - oversees the electricity supplier, assesses its plans and its performance, and sets tariffs accordingly. In countries under Communist rule, this was all part of central planning, taking place essentially behind closed doors. In fact much the same was true in a surprisingly large number of OECD countries. The dramatic exception was the US, in which the regulatory process took place in public and with public participation. That simple proviso opened a whole new territory, both theoretical and practical.

Until only about a decade ago a regulator's area of concern was confined to dic supplier's forecast of future electricity demand, and its planned investment in the new generating plant required to satisfy this anticipated demand. But various pressures had been mounting throughout the 1970s, arising from over-estimates of growth in electricity use, over-investment in new plant, cost overruns on very large units, and a steady increase in concern about the environmental effects of electricity generation. These pressures led to a fundamental reappraisal of the whole philosophy of electricity supply and use - a reappraisal still in progress, and evolving very rapidly. One of the key developments was the recognition that nobody actually wants electricity - not as such. Customers want comfort, illumination, motive power and other electricity services; and a growing number of regulators decided that their responsibility was not to ensure the provision of electricity itself at a reasonable price, but rather to ensure the provision of electricity services at a reasonable price. Moreover, under an appropriate regulatory regime electricity suppliers could play a major role in improving the delivery of energy services to their customers; and the suppliers themselves could benefit.

sită energie electrică. Astfel, un mare număr de agenții guvernamentale cu atribuții de control au stabilit că nu aveau responsabilitatea să asigure energie electrică în sine la un preț rezonabil, ci servicii bazate pe energie electrică la un preț avantajos. Mai mult, în condiții obișnuite, furnizorii de energie electrică ar putea avea o contribuție majoră la îmbunătățirea serviciilor către clienți, ei înșiși putînd avea beneficii din această activitate.

Deosebit de importantă a fost conștientizarea faptului că asigurarea serviciilor ce au la bază energia electrică, mai înseamnă pe lîngă electricitate și dispozitivele care o folosesc: clădiri, aparate de iluminat, motoare, centrale industriale etc. În trecut performanța acestui hardware - arătată, de obicei, ca eficiență - a fost mult sub nivel optim. Pe scurt, un furnizor de energie electrică avînd atribuția de a asigura în perspectivă servicii clienților săi, are două opțiuni: fie să construiască noi centrale de producere a energiei electrice pentru a furniza energia suplimentară necesară, fie să modernizeze ori să înlocuiască un hardware final ineficient cu unul mai eficient - adică să obțină mai multe servicii din aceeași cantitate de energie.

Pe la începutul anilor '80 unii analiști au arătat că sporirea eficienței utilizării finale a energiei este mult mai rentabilă decît construirea unor noi centrale. Ei au propus o nouă abordare a energiei electrice, pe care la început au numit-o "planificarea cu costuri minime". Principiul de bază al acestei noi abordări l-a constituit căutarea tuturor metodelor posibile de a asigura clienților serviciile de electricitate dorite, selectîndu-se acelea care conduc la costurile cele mai scăzute. Astfel, abordarea pare simplă și clară . În practică, însă, stabilirea costurilor corespunzătoare diferitelor măsuri alternative este controversată. Ca urmare, noua abordare se numește acum "planificarea integrată a resurselor" (**I**ntegrated **R**esource **P**lanning - IRP).

Înainte de a sublinia semnificația IRP, trebuie să evidențiem faptul că nu este vorba de un set rigid de măsuri tactice, ci de un set de principii orientative care trebuie aplicate în funcție de contextul specific. De exemplu, IRP așa cum este aplicat în SUA nu ar fi posibil și nici acceptat în Europa de Est, dar principiile de bază oferă totuși ocazia unei inovații valoroase chiar și pentru Europa de Est. Primul principiu al IRP constă din

The crucial step was to acknowledge that delivering electricity services requires not only electricity but the hardware to use it - buildings, lights, motors, industrial plant and so on. Historically, in both east and west, the performance of this hardware-usually described as its efficiency - has been far below optimal. Put at its simplest, an electricitiy supplier charged with delivering future electricity services to customers has two options: the supplier can build new generating plant to supply the extra electricity required, or the supplier can arrange to upgrade or replace inefficient end-use hardware with more efficient hardware-that is, to get more services out of the same amount of electricity. By the early 1980s some analysts were concluding that improving end-use efficiency was often cheaper than building new generating plant. They proposed a new approach to electricity, which at first they called 'least-cost planning'. The guiding principle of this approach was to identify all the possible ways to deliver the electricity services customers wanted, and to select the combination of ways that delivered the services at the lowest cost. Pur like that the approach sounds simple and obvious. In practice, however, defining the appropriate costs for different alternative measures is, to put it mildly, controversial. Accordingly, the approach is now usually called 'integrated resource planning' or IRP.

Before I outline the nature of IRP, I must stress that it is not a rigid or fixed set of policies measures but a set of guiding principles, that must be shaped and applied according to the particular context For instance, IRP as it is now practiced in the US would be neither possible nor desirable in eastern Europe, but the basic principles nevertheless offer the opportunity for valuable innovation even in eastern Europe. The first principle of IRP is recognition that customer's want not electricity but electricity services, and that these services can be provided by different options, each having its own costs and benefits. Accordingly, the first stage of IRP is to identify and evaluate all the available options for delivering the electricity services desired - including not only new utility generating plant and transmission and distribution systems, but also independent generating plant, cogeneration plant, and improved end-use hardware. The second principle of IRP is recognition that utilities can influence

recunoaşterea faptului că clienţii nu vor electricitate, ci servicii pe bază de electricitate şi că aceste servicii pot fi asigurate pe diferite căi, fiecare avînd costurile şi beneficiile sale specifice. Astfel, prima etapă a IRP o constituie găsirea şi estimarea tuturor căilor posibile pentru acordarea serviciilor dorite, incluzînd nu numai noi centrale de producere şi instalaţii de transport şi de distribuţie, ci şi centrale independente, centrale de termoficare, precum şi instalaţii perfecţionate de utilizare finală a energiei.

Al doilea principiu ar fi acela că întreprinderile de profil pot influenţa nu numai furnizarea de energie electrică, ci şi modul de folosire. În trecut, de exemplu, întreprinderile de profil au stabilit tarife care determinau consumatorii să nu consume energie electrică în perioada de vîrf a cererii. Dar IRP apreciază că întreprinderile pot face mai mult pentru consumatori în acest sens. Astfel de acţiuni sînt grupate în conceptul DSM (Demand Side Management).

Al treilea principiu îl constituie aprecierea faptului că diferitele opţiuni pentru asigurarea serviciilor în livrarea energiei electrice au efecte diferite asupra diferitelor grupuri din societate, respectiv costurile şi beneficiile pentru fiecare opţiune propusă sînt privite diferit de cei care utilizează energia electrică (de exemplu: de un acţionar al întreprinderii de profil, de un încasator sau de un simplu cetăţean din cadrul societăţii respective).

IRP încearcă să estimeze costurile şi beneficiile şi să găsească o modalitate optimă de a satisface toate problemele în discuţie. Aprecierea definitorie a IRP a fost dată de Naţional Association of Regulatory Commissioners - SUA, în 1988: "IRP reprezintă o modalitate de analiză a dezvoltării şi funcţionării întreprinderilor de profil, prin care se au în vedere atît aspecte legate de furnizare, cît şi de cerere a energiei electrice, putîndu-se astfel stabili modalitatea optimă de asigurare a serviciilor care utilizează energia electrică la populaţie. S-a ales calea de asigurare a serviciilor fiabile pentru clienţi, stabilitate economică, un beneficiu rezonabil pentru investiţiile întreprinderilor de profil, protecţia mediului, echitate la plata datoriilor şi cele mai scăzute costuri atît la întreprinderi publice, cît şi la consumatori".

Cel mai interesant aspect al IRP îl constituie DSM. DSM reprezintă o schimbare

not only the supply of electricity but also its use. Historically, for instance, utilities have used tariffs to persuade customers to shift their electricity use away from times of peak demand. But IRP acknowledges that utilities can do much more on the customer's side of the electricity meter. Such activities are now grouped together as ' demand-side management', or DSM . The third principle of IRP is recognition that different options for delivering electricity services have different effects on different groups in society - that the costs and benefits of any given option may look different depending on whether your are an electricity user, a utiliy shareholder, a taxpayer or simply a citizen of the society. IRP attempts to evaluate and assess these costs and benefits and find an optimal mix that satisfies all concerned. The definitive description of IRP was given by the National Association of Regulatory Commissioners of the US in 1988 - "IRP is a way of analyzing the growth and operation of utilities that considers a wide variety of both supply and demand factors so the optimal way of providing electric service to the public can be determined. A path is chosen that will ensure reliable service for the customers, economic stability, a reasonable return on investment for the utility, environmental protection, equity among ratepayers, and the lowest costs to the utility and the consumer."

The most innovative aspect of IRP is of course DSM. DSM represents a fundamental change in the role of an electrical utility , in that the utility is transformed from being merely a supplier of electricity to being a supplier of the electricity services that customers actually want. But why sould a utility concern itself with the customer's side of the merer ? Classical economic theory declares that the customer will purchase the optimum combination of end-use hardware, such that its purchase cost and running cost will be most advantageous; all that utility has to do is to set the right tariff and let the customer do the rest. Unfortunately, however, classical economic theory assumes conditions that do not exist in the real world. In the real world a whole array of barriers impede the workings of a simple classical market in electricity. Among the barriers that keep customers from optimal choices are:

- lack of knowledge about the opportunities for more efficient end-use hardware;
- lack of access to the capital to buy it;

fundamentală în rolul unei întreprinderi de electricitate, transformînd-o într-un furnizor de servicii pentru electricitate pe care, de fapt, le vor clienţii Dar, de ce s-ar preocupa o întreprindere de problemele clienţilor ?

Teoriile economiei tradiţionale arată că clientul va cumpăra produsul optim, astfel încît cheltuielile de cumpărare şi cele de folosire să fie cele mai avantajoase. Sarcina întreprinderii este să fixeze preţurile reale şi să lase restul în seama cumpărătorului. Din păcate, economia clasică presupune anumite condiţii care nu pot exista în realitate. În practică, există o mulţime de impedimente în cadrul pieţei asigurării cu energie electrică. Dintre aceste impedimente subliniem:

- lipsa informaţiilor privind posibilităţile de a avea instalaţii de utilizare finală mai eficiente;

- lipsa posibilităţii de acces la capital pentru a obţine aceste instalaţii;

- reticenţa faţă de investiţiile în instalaţii ale căror costuri nu pot fi recuperate într-un an sau doi;

- responsabilităţile împărţite: proprietarul deţine terenul, dar chiriaşul plăteşte cheltuielile de întreţinere şi nici unul nu vrea să investească în modernizarea proprietăţii;

- preţurile energiei electrice, care nu reflectă costurile sale reale de producere, de exemplu: efectele asupra mediului ambiant sau externalităţile;

- notele de plată pentru energia electrică sînt mici în comparaţie cu alte note de plată şi sînt, deci, trecute cu vederea;

- instalaţiile noi, mai eficiente, sînt greu de obţinut, ceea ce provoacă neîncredere în procurarea lor.

Întreprinderile de electricitate pot să ajute la depăşirea acestor bariere printr-o mare gamă de măsuri care împreună formează DSM. Dar, de ce ar face-o? Răspunsul ar fi că întreprinderea poate furniza servicii de electricitate la preţuri mai scăzute prin DSM, decît ar face-o prin investiţii pentru noi instalaţii de furnizare a energiei . De exemplu, o întreprindere poate oferi clienţilor săi un "audit al energiei" pentru a găsi modalităţi de amenajarea clădirilor, perfecţionarea aparatelor electrocasnice, a fabricilor industriale şi altor instalaţii de utilizare finală a energiei.

Se pot monta instalaţiile perfecţionate recomandate sau se poate mijloci montarea acestora şi tot întreprinderea poate plăti o parte sau toate costurile legate de aceste acţiuni. Clientul

- reluctance to invest in hardware whose costs cannot be recoverd in a year or two;

- divided responsibilities - the landlord owns the property, but the tenant pays the running costs, and neither wants to invest in upgrading the property;

- electricity prices that do not reflect-the true cost of generating it, for instance the environmental side-effects or 'externalities';

- electricity bills that are small compared to other bills and are therefore overlooked; and

- the novelty of efficient hardware that may be hard to obtain and may make customers wary of buying it.

Electrical utilies have the power to help overcome these barriers, through a wide variety of measures, collectively called DSM. But why should they ? The short answer is that a utility may be able to deliver electricity services at a lower cost through DSM than through investment in new supply facilities. For instance, a utility can offer its customers an 'energy audit', to identify opportuniries to improve buildings, apliances, industrial plant and other end-use hardware. It can install the recommended improved hardware, or arrange for its installation, and it can pay part or all of the cost of doing so. The customer gets berter electricity services, and the utility avoids having to spend larger on increasing supply. Why, then, has DSM not been more widely adopted ? The primary reason is that utilities, too, face barriers that keep them from embracing DSM more wholeheartedly. The most obvious is that a utility has two categories of cost: the fixed cost of its investment assets - power stations and transmission and distribution systems - and its administration, and the variable cost, particularly of fuel for power generation. Historically , selling more electricity allowed utilities to spread the fixed costs more widely, lowering prices to customers. Governments and regulators accepted and supported this objective. Broadly speaking, the traditional way to set electricity tariffs is to allow the utility to recover an appropriate fixed cost, an appropriate variable cost, and an appropriate profit. Helping customers to reduce electricity use through DSM will reduce the utility's variable cost, but its fixed cost remains the same, and fewer units of electricity are sold. If fewer units are sold, the utility loses revenue. Resolving this problem requires innovative thinking by regulators, but a number of suitable procedures have already been

primeşte servicii de electricitate mai bune, iar întreprinderea nu este obligată să cheltuiască mai mult sau să mărească furnizarea de energie. De ce, atunci, DSM nu a fost adoptat pe scară mai largă. Primul motiv este acela că întreprinderile se confruntă şi ele cu bariere care le împiedică să adopte mai amplu DSM. În principal, întreprinderile au două feluri de costuri:

- fixe, pentru investiţii: centrale energetice, precum şi instalaţii de transport şi distribuţie şi administrarea acestora;
- variabile, în special pentru combustibilii folosiţi în producerea de energie.

Prin vînzarea unei cantităţi mai mari de energie electrică întreprinderile au putut să folosească pe o scară mai largă costuri fixe, scăzînd preţul la consumatori. Forurile guvernamentale şi de control au acceptat şi au sprijinit acest obiectiv. Altfel spus, metoda tradiţională de a stabili tarifele la energie electrică este aceea prin care se permite întreprinderilor să recupereze un cost fix adecvat, un cost variabil adecvat, precum şi un profit adecvat.

Ajutînd consumatorii să reducă folosirea energiei electrice prin DSM, se vor reduce costurile variabile ale întreprinderii, dar costurile fixe rămîn aceleaşi şi se vînd mai puţine unităţi de energie electrică. Dacă se vînd mai puţine unităţi de energie electrică, întreprinderea pierde din beneficiu.

Rezolvarea acestei probleme necesită concepţii noi ale legiuitorilor, un număr mare de proceduri adecvate fiind deja implementate, fiecare în context propriu.

Depăşirea problemei "pierderii de beneficii" reprezintă cheia aplicării cu succes a DSM. În general, legiuitorii au abordat acest subiect stabilind tarife corespunzătoare la unul din cele trei niveluri arătate mai jos.

La un prim nivel, tariful permite întreprinderii să recupereze costul investiţiei pentru DSM atît cît să acopere cheltuielile pentru investiţiile din domeniul furnizării de energie.

La al doilea nivel, tariful permite întreprinderii să recupereze "pierderea de beneficii" din cauza vînzărilor scăzute.

La al treilea nivel, tariful permite întreprinderii să cîştige un profit din investiţiile pentru programul DSM .

Toate aceste metode sînt controversate şi există încă dispute serioase pentru acceptarea lor în diferite grupuri de specialitate.

implemented, each in its appropriate context.

Overcoming the issue of 'lost revenues' is one essential key to establishing successful DSM. In general, regulators have addressed the issue by setting appropriate tariffs, at one of three levels. At the first level, the tariff allows the utility to recover the cost of DSM investments just as it would recover supply investments. At the second level, the tariff allows the utility to recover the 'lost revenues' from lower sales. At the third level the tariff allows the utility to earn a profit on the DSM programme investments. All of these approaches are controversial, and vigorous disputes continue as to their acceptability to different interest groups. They are analyzed in detail in some documents. I particularly recommend the report called Integrated Resource Planning: Making Electrical Efficiency Work in Europe, prepared by the UK organization the Association for Conservation of Energy and published by Greenpeace International. It develops the subject of IRP and DSM with scrupulous care, and includes a lengthy catalogue of further references.

One point stressed by the authors of this report is the absolute necessity to tailor IRP and DSM to the local context. Needless to say that applies with special force in Romania and other countries of eastern Europe. IRP and DSM originated in places where the use of electricity was increasing, and planners had to choose an optimal mix of ways to increase the supply of electricity services. Even in western Europe this condition no longer inevitably applies; and in eastern Europe, as you know, electricity use has not been increasing but decreasing. That does not mean, however, that IRP and DSM have no role to play. On the contrary: when investment capital is in short supply, the need to optimize investment to deliver the best possible electricity services is yet more urgent. IRP and DSM, suitably tailored, may be a cheaper and more rapid way to improve electricity services for the whole of eastern Europe. But the approach will also encounter distinctive problems. Eastern European electricity systems have an excess of nameplate capacity, but the actual output from the systems is far below potential . Eastern European countries lack experience of IRP and DSM procedures, and also lack the legal and regulatory frameworks within which IRP and DSM can be implemented. Eastern European countries lack adequate data on end uses of electricity. Such data is a prerequisite for identi-

Ele sînt prezentate în detaliu în multe documentații. Se recomandă în mod deosebit lucrarea *Integrated Resource Planning: Making Electrical Efficiency in Europa,* întocmită de asociația pentru conservarea energiei din Regatul Unit (UK) și publicată de Greenpeace International. Această lucrare prezintă în detaliu problemele IRP și DSM și include o amplă listă bibliografică.

Unul dintre aspectele evidențiate de autorii acestei lucrări îl reprezintă importanța adaptării IRP și DSM la contextul local. Este inutil să mai spun că pentru România și alte țări est-europene acest lucru necesită forțe speciale. IRP și DSM au apărut în locuri unde consumul de energie electrică a fost mărit și planificatorii au trebuit să aleagă căile optime pentru creșterea asigurării serviciilor de electricitate. Chiar și în Europa de Vest această condiție nu se mai aplică, iar în Europa de Est, după cum se știe, utilizarea energiei electrice nu a crescut, ci a scăzut, ceea ce nu înseamnă că IRP și DSM nu mai au nici un rol în aceste condiții. Dimpotrivă, cînd scade capitalul de investiții crește tot mai mult nevoia de optimizare a investițiilor pentru asigurarea celor mai bune servicii de electricitate. IRP și DSM adaptate în mod adecvat, pot constitui o cale mai ieftină și mai rapidă de îmbunătățire a serviciilor de electricitate pentru întreaga Europă de Est. Dar această metodă se poate confrunta cu alte probleme. Sistemele europene de electricitate au *teoretic* o capacitate foarte mare de producție, dar producția *reală* este mult sub posibilități. Acestor țări le lipsește experiența practicilor IRP și DSM, precum și cadrul legislativ în care acestea să fie aplicate. Țărilor din Europa de Est le mai lipsesc și informațiile legate de utilizările finale ale energiei electrice. Astfel de informații reprezintă premisa în identificarea resurselor potențiale în sfera cererii.

Aceste probleme oferă motive deosebite pentru cooperări internaționale. Aș dori să atrag atenția asupra unei inițiative care ar putea fi deschizătoare de drumuri.

Guvernul Poloniei a rugat Agenția Internațională pentru Dezvoltare a SUA (USAID) să elaboreze un studiu al posibilității aplicării DSM în Polonia. Raportul pregătit pentru USAID de o firmă de consultanță din SUA se află schițat

fying potential demand-side resources.

These very problems nevertheless offer exciting opportunities for international cooperation. I'd like to draw your attention to a major breakthrough that could point the way. The government of Poland asked the US Agency for International Development, USAID, to carry out a study of the potential for demand-side management in Poland. The report, prepared for USAID by a US consulting firm, is now in draft, and I understand that it reaches some remarkable conclusions. It defines a DSM programme to the year 2000 that would be capable of displacing all the planned additional generating capacity in Poland to the year 2000, ar a present-value cost of US $ 159 milion. It also identifies opportunities for international cooperation in implementing this DSM programme. I strongly commend the report to your attention, and indeed I would strongly advocate that the government of Romania request appropriate international assistance in preparing a similar study for Romania. I am increasingly convinced that integrated resource planning and demand-side management are among the most powerful processes available to enhance the supply of electricity services to the citizens of eastern Europe, and to acclerate the economic transition for the benefit of all .

și am înțeles că va avea niște concluzii deosebite. El stabilește un program DSM pînă în anul 2000 prin care s-ar putea înlocui toate capacitățile suplimentare de generare planificate în Polonia pînă în anul 2000, la un cost care are în prezent valoarea de 159 mil.$. În același timp, acest raport găsește căi de cooperare internațională și implementare a acestui program DSM. Recomand insistent acest raport și aș îndemna guvernul României să solicite un ajutor similar în pregătirea unui astfel de studiu și în România. Eu sînt ferm convins că planificarea totală a resurselor, precum și administrarea în domeniul consumului reprezintă unele dintre cele mai importante procese capabile să îmbunătățească asigurararea serviciilor de electricitate către populația din Europa de Est și să grăbească tranziția economică în folosul tuturor.

(Primit la 27 decembrie 1993, acceptat la 17 martie 1994)

Consideraţii asupra unui plan de salvare a SEN la avarii grave

ing. DORU PĂUNESCU,

ing. FELICIA LAZĂR*

Lucrarea argumentează oportunitatea adoptării unui plan de salvare a SEN la avarii grave, încearcă să schiţeze direcţiile de dezvoltare a elaborării acestuia şi susţine necesitatea trecerii urgente la realizarea instalaţiilor respective ca unul din modurile de creştere, fără costuri exagerate, a indicatorilor de performanţă ai SEN.

În lucrare sînt incluse date privind actualele automatizări din SEN şi sînt făcute consideraţii asupra limitelor acestora în conducerea automată a regimului în timpul şi după avariile grave, precum şi asupra siguranţei şi eficienţei acţionării lor în timpul avariilor ce au avut loc în SEN.

The paper motivates the suitableness of adopting a counteract plan in case of major failure, as an extended network breakdown, occurring in our national electric network and it tries to point out the developing directions of this plan and to suport the necessity of starting the achievement of the equipment as a way of increasing the performance indicators of the network, without exaggerated costs.

The paper pressents the description of network automation, examining their limits in the automatic control of the network operation conditions during and after major failures. Consideration concerning the reliability and efficiency of the automatic actions in these events are made, too.

Descriptori: sisteme electroenergetice, siguranţă de funcţionare

Consideraţii generale

Pentru analiza previzională a dezvoltării, pentru stabilirea şi compararea variantelor strategiei ce poate fi urmată, pentru cuantificarea unor indicatori de performanţă etc., precum şi pentru planificarea, dimensionarea, exploatarea şi conducerea sistemelor electroenergetice, sînt adoptate norme şi/sau sînt agreate recomandări care definesc, între altele, stările în care pot funcţiona (se pot afla) acestea din punctul de vedere al siguranţei. Aceste norme definesc scopurile (obiectivele) principale ale conducerii operativă/automată pentru fiecare stare în parte şi, după caz, impun, respectiv propun, măsurile de corecţie necesare. Reglementările respective, mai mult sau mai puţin extinse şi/sau mai mult sau mai puţin severe de la un sistem electroenergetic la altul, iau în considerare, între altele, contingente de indisponibilităţi simultane şi/sau scenarii de avarii posibile şi credibile şi, ca o parte integrantă a celor menţionate mai sus, determină/recomandă volumul de automatizări necesare pentru conducerea (automată) a regimului în stările de

* Dispecerul Energetic Naţional, Bucureşti

funcționare ale sistemului pentru care această acțiune se recomandă/impune.

În afara contingentelor de indisponibilități și scenariilor de avarii posibile și credibile menționate mai sus ce determină, printr-o primă instanță, dimensionarea automatizării de sistem, specialiștii sînt unanim de acord să accepte ideea că nu pot fi neglijate, ba din contră, trebuie luate în considerare cu toată seriozitatea avarii așa-zis "grave", avarii ce depășesc cu mult, ca amploare, pe cele despre care s-a vorbit anterior și cărora, chiar dacă apar relativ rar, trebuie să li se găsească soluții.

Soluția unanim acceptată în sistemele electroenergetice pentru astfel de situații constă în implementarea unui sistem coerent, structurat de automatizări, care, prin acțiunea lor (rapidă), să asigure stoparea procesului de degradare a parametrilor regimului și redresarea acestora pînă la starea de funcționare a sistemului de la care este posibilă și recomandabilă trecerea de la conducerea automată (prin automatizări) a regimului la conducerea operativă a acestuia, pentru revenirea la starea normală.

Avariile "grave" ce au perturbat sisteme energetice dezvoltate în ultimii ani (vezi pct.1) au inițiat cercetările și justifică luarea unor măsuri suplimentare de genul celor sus-menționate.

Astfel de avarii "grave" se pot manifesta și, de regulă, s-au manifestat prin declanșarea (simultan sau în cascadă), a unui număr important de grupuri generatoare (centrale) și/sau a unui număr de capacități de transport (linii, trafo de mare putere etc.) însoțite de scăderea frecvenței, a tensiunii sau a ambilor parametrii în același timp; astfel de avarii "grave" se pot manifesta, de asemenea, prin pierderea sincronismului între părți de sistem electroenergetic (subsisteme), însoțită de oscilații (pendulații) ale tensiunii, puterii active, puterii reactive etc.

Conducerea automată (prin automatizări) a regimului la astfel de avarii "grave", cu păstrarea integrității sistemului sau renunțarea la aceasta și secționarea sistemului (funcție de avarie, posibilități tehnice și "filozofia" adoptată), în scopul reducerii, pe cît posibil, a efectelor avariei atît asupra consumului, cît și asupra generatoarelor (păstrarea serviciului pentru cît mai mulți consumatori simultan cu păstrarea echilibrată a balanțelor de putere activă și reactivă și a stabilității funcționării) și, la limită, în scopul repornirii rapide și resincronizării, în situația cînd nu a putut fi evitată "căderea totală" a unui subsistem, constituie o preocupare prioritară a specialiștilor din sistemele energetice, preocupare materializată în ceea ce se denumește în ultimul timp "plan de salvare" a sistemului.

Funcționarea interconectată sincronă a sistemelor electroenergetice (naționale sau ale diverselor companii) impune condiții și mai severe "planurilor de salvare" aferente fiecărui sistem, între altele, prin recomandările ce prevăd măsuri ferme de evitare (limitare severă) a propagării perturbațiilor între sistemele vecine, pe de o parte, precum și, în unele cazuri, prin necesitatea coordonării, "planurilor de salvare" sau a unor părți din acestea, pe de altă parte.

1. Avarii "grave"; planuri de salvare

1.1. Scurtă prezentare a unor avarii grave în sisteme electroenergetice

România, 10 mai 1977

Evenimentul 1. În jurul orei 8,40 un scurtcircuit în rețeaua de 110 kV a dus la deconectarea prin automatizare a trei grupuri din CHE Porțile de Fier (525 MW) și a L 400 kV Djerdap (325 MW import). În regimul stabilizat după declanșările de mai sus la CTE Rovinari personalul a deconectat, în decurs de cîteva minute, blocurile 4 și 3 (290 MW); ca urmare a acestor deconectări în SEN s-a produs un deficit de putere activă de circa 1100 MW, iar tensiunile din rețeaua de 220 kV și 400 kV s-au modificat substanțial în sensul degradării.

Evenimentul 2. În jurul orei 8,45: prin declanșarea CT 400 kV Sibiu se întrerupe circulația de putere prin rețeaua de 400 kV spre zona de SE a SEN deficitară, circulație ce se redistribuie în rețeaua de 220 kV, supraîncărcînd arterele Luduș-Ungheni-Fîntînele și Mintia-Pești-Hasdat-Paroșeni.

Evenimentul 3. În jurul orei 8,47 se deteriorează bobina de blocaj înaltă frecvență de pe L 220 kV Ungheni-Fîntînele care declanșează; singurele artere de legătură între zonele nord și sud L 220 kV Pești-Hasdat, Mintia-Timișoara și Arad-Szeged declanșează la suprasarcină.

Declanșarea acestor ultime linii duce la separarea SEN în două zone:

a) zona de sud, puternic deficitară, în care

acționează automatica de descărcare a sarcinii la scăderea frecvenței DASf (insuficient pentru a redresa regimul);

b) zona de nord, care rămîne în continuare în funcțiune sincron cu SEI prin LEA de interconexiune 400 kV Luduş-Mukacevo.

Evenimentul 4. În jurul orei 8,49 se conectează cupla 400 kV din stația 400 kV Sibiu între sistemele menționate, funcționînd asincron ($\Delta f \cong 3$ Hz); şocul produs de această conectare duce la declanşarea liniilor 400 kV Luduş-Sibiu, Sibiu-Slatina, Sibiu-Braşov şi a liniei 220 kV Peştiş-Cluj; subsistemul de nord se împarte în două subzone: zona CTE Mintia-Sibiu-Hunedoara şi zona Cluj-Baia Mare, care funcționează în continuare cu LEA de interconexiune Luduş-Mukacevo; subsistemul de sud, în care, în decurs de cîteva minute, au declanşat prin protecții tehnologice (legate de echipamentele auxiliare în condiții de funcționare cu frecvență şi/sau tensiune scăzută), protecții de suprasarcină, sau au fost deconectate manual ca urmare a funcționării cu parametrii inadmisibili, practic toate grupurile generatoare, zona rămînînd fără tensiune; s-au "insularizat" CET Galați, Palas şi Chişcani.

În subsistemul de nord încercarea de conectare a L 220 kV Hasdat în stația Peştiş ora 8,58 (în condițiile lipsei sincronismului) urmată de încercarea de conectare a L 400 kV Sibiu-Luduş ora 8,58 în aceleaşi condiții a dus la declanşarea grupurilor din CET Mintia.

Franța, 19 decembrie 1978

Avaria a debutat prin declanşarea, în condiții de suprasarcină, a liniei ce leagă regiunea Nancy de restul Franței, ceea ce duce la supraîncărcarea liniilor vecine care, deja saturate, declanşează, urmînd prăbuşirea în cascadă a rețelei; fenomenul se propagă rapid, astfel că în interval de cîteva secunde, trei sferturi din teritoriul Franței nu mai este alimentat cu energie. Valoarea maximă a sarcinii întrerupte a atins circa 30 GW la un consum total de 38,5 GW.

Avaria s-a datorat inițial următoarelor cauze:

- tranzitul mare de energie de la est la vest (regiunea vest fiind deficitară);
- nivelul tensiunilor relativ scăzut pe ansamblul rețelei, ceea ce a dus la accentuarea efectelor de suprasarcină pe linia ce a declanşat prima şi apoi pe următoarele.

În partea izolată cu deficit, se produce deconectarea automată a sarcinii la scăderea frecvenței (DASf) şi, în paralel cu aceasta, brusca modificare a configurației rețelei determină o sporire a instabilității regimului de funcționare; centralele rămase slab legate între ele se desincronizează şi declanşează pe rînd.

Italia, 28 noiembrie 1978

La un defect monofazat trecător, o reanclanşare nereuşită, datorată proastei funcționări a unui întrerupător, a provocat declanşarea în cascadă a încă două linii 380 kV, care alimentau regiunea Neapole din centrala Rossano. Regimurile tranzitorii au antrenat declanşarea unei linii 220 kV şi a uneia de 150 kV, lăsînd sudul Italiei legat printr-o singură linie 380 kV cu regiunea Neapolelui, linie care s-a supraîncărcat; de o parte şi de alta a liniei unice rămasă în funcțiune şi supraîncărcată, subsistemele ies din sincronism, ceea ce duce la declanşarea liniei. Survine o primă separare a rețelei; zona la sud de Neapole se izolează de restul sistemului. În partea deja izolată se produce o a doua pierdere a sincronismului între partea de sud, Sicilia şi Calabria, şi restul rețelei izolate. În partea de sud deficitul de putere duce la deconectarea automată a sarcinii şi la scăderea de frecvență (DASf); în cealaltă regiune surplusul de putere generată duce la creşterea frecvenței, ceea ce determină acționarea releelor de suprafrecvență şi declanşarea mai multor grupuri.

Suedia, 27 decembrie 1983

Avaria a pornit de la supraîncălzirea unui separator ce a condus la un incendiu într-o stație 400/220 kV la 50 km de Stockholm. În timpul operațiilor de izolare a separatorului defect, brațul lui a căzut, provocînd un scurtcircuit la pămînt, care a dus la acționarea protecției de bare şi la deconectarea totală a stației; izolarea acestei stații a supraîncărcat restul rețelei, protecțiile au acționat declanşînd liniile de legătură între zona de nord şi cea de sud, în condițiile unui transport de putere mare din nord spre sud. S-au supraîncărcat şi au declanşat în cascadă liniile de legătură din zona de sud cu Norvegia şi Danemarca, lăsînd izolată această zonă cu un deficit important. Au fost rapid scoase din funcțiune aproape toate centralele nucleare din zonă. Panta de scădere a frecvenței, datorată deficitului important, a fost de 2-4 Hz/s.

DASf nu a putut salva zona, a cărei cădere a fost totală.

În zona de nord, puternic excedentară, frecvența a crescut la 54 Hz, după 5 s, datorită surplusului de producție de circa 6000 MW. Protecția de suprafrecvență a declanșat cîteva hidrogenratoare și în centralele hidro rămase s-a limitat producția prin intervenția regulatoarelor de turație ale turbinelor hidro; frecvența a revenit la 50,05 Hz după 12 s de la separare. Datorită excedentului de putere a declanșat prin suprasarcină linia de legătură între zona de nord și Finlanda și apoi și cea cu nordul Norvegiei; frecvența a crescut din nou la 51 Hz. Variațiile de frecvență și tensiune au dus la autodeconectări ale unor consumatori mai sensibili.

Franța, 12 ianuarie 1987

În condiții meteorologice vitrege - extrem de frig - au fost pornite toate grupurile din vestul Franței. În mai puțin de o oră, la sfîrșitul dimineții, trei grupuri din aceeași centrală se pierd din motive diferite. Ultimul grup din centrală a declanșat și el datorită funcționării defectuoase a regulatorului. Căderea de tensiune, apărută brusc în vestul deficitar, a antrenat declanșarea a nouă alte grupuri. O acțiune de declanșare a sarcinii a permis stabilizarea tensiunii în vest. Au fost necesare 12 ore pentru revenirea la o situație de funcționare normală.

Italia, 10 mai 1989

Un incident provoacă declanșarea liniei dublu circuit Rondissone-Albertville, care leagă Italia de Franța; RAR a fost imposibil de realizat (unghi superior celui permis de dispozitivul de reanclanșare). Supraîncărcarea altor linii de interconexiune de 380 kV între Italia și Franța antrenează o declanșare de linii în regiunea franceză vecină cu Italia; a urmat declanșarea în cascadă a tuturor celorlalte linii de 380 și 220 kV între Italia-Franța și Elveția și Italia-Austria și Iugoslavia. Rețeaua italiană a fost total separată cu un deficit de 450 MW (15% de consum). Scăderea frecvenței a determinat declanșarea unor grupuri termo, ceea ce a agravat situația. Comportarea bună a automatizării DASf a stabilizat frecvența și a evitat căderea totală.

Pornind de la varietatea situațiilor întîlnite în timpul avariilor "grave", precum și de la succesiunea evenimentelor în timp, putem sublinia cîteva mecanisme fundamentale de perturbare a regimului (evident o anume simplificare și schematizare a fenomenelor este inevitabilă):

- suprasarcina pe elementele de transport ale rețelei și declanșarea acestora în cascadă;
- frecvența scăzută în sistem (subsisteme) în legătură cu un deficit semnificativ în putere activă (declanșare în cascadă de grupuri generatoare);
- nivel general de tensiuni scăzut în sistem (subsisteme, noduri etc.) în legătură cu un deficit de putere reactivă și/sau un reglaj necorespunzător (avalanșa de tensiuni);
- pierderea sincronismului generatoarelor (centralelor) în legătură cu perturbații (scurtcircuite) severe în rețea, eliminate nu suficient de rapid (instabilitate tranzitorie);
- pierderea sincronismului centralelor (generatoarelor) legate la sistem printr-o legătură de impedanță relativ ridicată-instabilitate statică - (depășirea capacității de transport a secțiunii de legătură a centralei cu sistemul sau a celei de legătură între două subsisteme).

1.2. Măsuri luate în sistemele electroenergetice ca urmare a avarilor grave. Planuri de salvare. Măsuri recomandate de UCPTE în situația avariilor extinse

a) Declanșarea automată pe circuitul frecvenței minime a centralelor hidro cu pompare - acumulare - funcționînd în regim de pompaj (o primă tranșă DASf).

b) Pornire automată rapidă a unor grupuri pe criteriul frecvenței (în interval de ordinul minutelor).

c) Secționarea rețelelor prin protecții de debuclare.

d) Descărcarea sarcinii la scăderea frecvenței - DASf - (în anumite cazuri cu controlul derivatei frecvenței) în interval scurt, de ordinul secundelor.

e) Izolarea centralelor (grupurilor) pe servicii proprii.

Planuri de salvare

Franța

Rețeaua franceză (sistemul electroenergetic francez) este protejată printr-un ansamblu de măsuri automate care se bazează pe separarea regiunilor care au pierdut sincronismul prin acțiunea automaticilor locale specifice și descărcarea consumului efectuată pe criteriul frec-

venței în zona deficitară.

Separarea este o operație care vizează împiedicarea propagării pierderii sincronismului (perturbației) în regiunile care sînt încă sănătoase; descărcarea are în vedere să restabilească echilibrul între producție și consum. Pentru efectuarea separării regiunii care și-a pierdut sincronismul se folosesc echipamente locale specifice pe criteriul oscilațiilor de tensiune. Problema de rezolvat este a ști unde să fie instalate și cum să fie reglate; pentru aceasta se efectuează studii de stabilitate, care permit delimitarea "zonelor" de rețea în care comportarea electromecanică a generatoarelor rămîne omogenă în caz de incident. Dispozitivele sînt instalate la două extremități ale liniei de interconexiune care traversează frontiere între zone electrice. Principiul lor constă în a recunoaște "bătăile" (pendulațiile) de tensiune care acompaniază pierderea de sincronism între două zone adiacente și a declanșa linia supravegheată.

Se subliniază că DASf este organizat în 4 tranșe a circa 20 % din P_{sistem} (cvasitotalitatea sarcinii).

Italia

Planul de salvare cuprinde două tipuri (modalități) fundamentale de protecție: primul vizează evitarea separării de rețea (sistem) a zonelor (subsisteme); al doilea constă în acțiunea de descărcare automată, dacă totuși intervine o separare (nu a putut fi evitată). În ceea ce privește primul tip de acțiune se iau în considerație "secțiunile critice" de-a lungul cărora rețeaua se poate separa (condițiile sînt specifice exploatării fiecărui sistem în parte). O secțiune considerată "structural critică" fie datorită structurii proprii a rețelei (exemplu: interconexiunea Sicilia-continent), fie datorită declanșării de linii care traversează secțiunea. O secțiune "structural critică" poate deveni critică din punctul de vedere al exploatării dacă anumite mărimi (puteri tranzitate, tensiuni în anumite cazuri etc.) ating anumite praguri, astfel încît pot apărea fenomene de suprasarcini, de instabilitate a tensiunilor, de instabilitate tranzitorie etc.

Secțiunile critice sînt în prezent definite de studii previzionale, puse la zi (reactualizate) în caz de modificări importante în structura rețelei. Aceste studii permit să se precizeze mărimile de supravegheat, pragurile, ca și acțiunile de comandă corespunzătoare, care constau în descărcarea de sarcină sau de producție (putere generată). Implementarea practică a acțiunilor de comandă depinde esențial de întinderea geografică a secțiunii critice; în unele cazuri (de interes local) nu este necesară transmiterea informațiilor (teletransmisii) într-o altă parte de rețea, din contră majoritatea cazurilor cer un sistem de teletransmisii. În toate cazurile acțiunea de comandă este efectuată utilizînd o matrice corespunzătoare care ține cont de situația secțiunii, a consumului și a producției, pe baza căreia se ia (automat) decizia. Dacă, cu toate acestea, separarea se produce, se dispun acțiuni ultime, ce constau în declanșarea automată de sarcină în mai multe tranșe (DASf), fiecare deconectînd circa 5 % din sarcina totală (circa 55 % din consum la vîrf). Primele tranșe utilizează un criteriu combinat de frecvență și derivata ei; tranșele următoare se bazează numai pe frecvență. Descărcarea este acționată de echipamente cu microprocesoare instalate în posturi (stații) de 20 kV. În cazul particular, cînd Sicilia, aflată inițial în situația de a exporta spre restul rețelei prin singura linie 380 kV, se găsește separată, se produce o descărcare automată de producție pentru evitarea problemelor legate de creșterea frecvenței, care pot antrena pierderea tuturor grupurilor. Grupurile separate sînt izolate pe servicii proprii, în așa fel încît să poată fi reconectate rapid.

1.3. Situația în SEN

Dezvoltarea automatizărilor de limitare a extinderii avariilor și, eventual, integrarea lor într-un sistem s-a făcut, în special în ultimii 10-15 ani, nu totdeauna cu consecvență și după criterii nu întotdeauna ferme (unele decizii, nu cele mai bune, au fost luate fie exagerînd măsuri ce ar fi prevenit sau rezolvat unele avarii particulare ce au avut loc în SEN, fără a analiza detaliat acțiunea automatizărilor propuse la avarii de alt tip, fie extrapolînd, nu totdeauna justificat, principii, scheme logice etc., adoptate în sisteme energetice cu structură și regimuri de funcționare esențial diferite de ale SEN). Astfel de rezolvări (erori) nu sînt excluse nici în momentul de față, avînd în vedere perioada de restructurare tehnologică prin care trece SEN.

Automaticile existente în SEN încearcă și, parțial reușesc, să îndeplinească unele din acțiunile

unui posibil "plan de salvare" şi, în unele cazuri, să restabilească parametrii regimului de funcţionare în limite acceptabile după perturbaţii şi după unele din avariile "grave".

Cu toate acestea ar fi hazardat să se afirme că, la ora actuală, SEN dispune de un sistem ierarhizat coerent de automatizări de sistem care, acţionînd intercorelat cu sistemele de protecţie şi reglaj după un "plan de salvare", ar duce la restabilirea automată a regimului de funcţionare în limitele unor parametrii acceptabili după avarii grave (oricum în limitele unor parametrii de la care restabilirea regimului normal să poată fi făcută prin mijloace de conducere operativă - acţiunca dispecerului).

1.3.1. *Automatici pe criteriul frecvenţei:*

- *de frecvenţă ridicată* (maximă)
  - izolare pe servicii proprii a unor grupuri hidro;
- *de frecvenţă scăzută* (minimă)
  - de pornire sau trecere din regim compensator în regim generator a unor grupuri hidro,
  - DASf (descărcare automată a sarcinii la scăderea frecvenţei) compusă din 4 tranşe ordinare şi DASf zona (de rezervare parţială a tranşelor ordinare);
  - izolare pe servicii proprii a unor grupuri generatoare (hidro şi termo).

Sistemul de automatizări acţionînd pe criteriul frecvenţei este în mod evident mai dezvoltat, mai bine structurat şi mai coerent, el fiind şi acela asupra căruia implicit a fost acumulată în SEN mai multă experienţă.

Scurte consideraţii

Criteriul frecvenţei (suplimentar al derivatei frecvenţei) şi dispozitivele (releele) actuale (realizate în tehnică numerică), permit, relativ simplu, detectarea perturbaţiei, aprecierea intensităţii ei şi dozarea relativ precisă a acţiunii, respectiv, permit relativ uşor realizarea dc instalaţii locale sau centralizate, adoptarea de reglaje selective (trepte de selectivitate 0,05 - 0,5 Hz) la timpi dc acţionare relativ reduşi (0,1 - 0,5 s).

Sistemul de automatizări pe criteriul frecvenţei (derivata frecvenţei este folosită doar într-un caz), în SEN, a fost restructurat între 1990-1992, cînd a ajuns la organizarea prezentată. Vom comenta cîteva acţionări ale diverselor automatici din acest sistem.

Automatizările de frecvenţă ridicată (50,5 Hz) au avut condiţii de acţionare în CHE Mărişelu şi în CHE Lotru la avaria din 3.08.1992 orele 16,10, cînd zona de N-V s-a separat de SEN cu excedent de putere activă; automaticile nu au acţionat din motive legate de acţiunea factorului uman.

Automatizările de pornire/trecere din compensator în generator a grupurilor hidro la frecvenţă scăzută (49,2 Hz) au acţionat:

- la avaria din 9.05.1992 orele 1,58 şi 16,18 pornind un grup în CHE Stejaru;
- la avaria din 25.05.1992 orele 16,38 pornind cîte un grup din CHE Mărişelu, Lotru, Stejaru;
- la avaria din 08.08.1992 orele 16,30 pornind un grup în CHE Stejaru;
- la avaria din 28.01.1993 orele 5,11 pornind un grup în CHE Stejaru, Mărişelu, Argeş Lotru;
- la avaria din 24.08.1993 orele 20,35 pornind cîte un grup din CHE Mărişelu, Stejaru, Gilceag şi trei grupuri din CET Argeş.

Automatizările au funcţionat corect şi au stabilizat regimul.

Automatizarea DASf a acţionat corect în regimurile postavarie în care frecvenţa a scăzut la valoarea de reglaj a diferitelor trepte (tranşe), oprind scăderea frecvenţei. Principala deficienţă, remarcată atît la acţionările propriu-zise ale tranşelor, cît şi la "citirile de control" efectuate, este abaterea puterilor reale de la cele de normativ cu pînă la 50 % (mai ales tranşele cu reglaje de frevenţă mai ridicată). Situaţia este nu numai neplăcută, dar poate deveni periculoasă pentru siguranţa sistemului la avarii "grave".

Faptul se datorează părerii greşite că volumul consumului conectat la DASf trebuie limitat la acela (minim) presupus de rezolvarea "avariilor credibile"; se argumentează că se micşorează astfel probabilitatea unor declanşări eronate şi se confundă, voit sau nevoit, conectarea unui consumator la automatizarea DASf cu însăşi declanşarea lui eronată prin aceasta automatică. Susţinînd această părere se evită luarea în considerare a unor argumente pertinente contrare care arată că DASf nu acţionează eronat mai frecvent decît orice alte dispozitive de protecţie şi automatizare din clase tehnologice similare, că DASf este realizată de regulă descentralizat (o mulţime de relee), astfel că acţionarea eronată a unui dispozitiv afectează consumatori cu puteri de pînă la 5 MW şi că, în sfîrşit, acţionările eronate

ale unor dispozitive trebuie evitate/eliminate prin retehnologizare (înlocuire cu unele mai sigure) şi nu prin limitarea folosirii automatizării respective, limitare evident în detrimentul siguranţei funcţionării sistemului în ansamblu.

Punctul de vedere opus, adoptat în majoritatea sistemelor energetice dezvoltate, de a conecta la automatizarea DASf majoritatea consumului (fără a susţine acest lucru cu "avarii credibile") este evident mai justificat atît din punct de vedere teoretic, cît şi prin învăţămintele reieşite din avariile "grave"; acest punct de vedere, a cărui argumentare s-a încercat a fi detaliată, trebuie adoptat cu fermitate în SEN.

Ierarhizarea rigidă a consumului în raport cu DASf (ex.tranşa 1 - metalurgie, ciment, tranşa 2 - construcţii de maşini, chimie - exceptată etc.) este de asemenea greşită. Eroarea rezidă în aceea că, respectînd riguros ierarhizarea, acţionarea DASf poate fi puternic dependentă de momentul avariei raportat la curba de sarcină (de exemplu tranşa ce cuprinde consum casnic va fi eficace la vîrful de seară şi mai puţin eficace la golul de noapte etc.).

Se exemplifică cele de mai sus cu avaria (evenimentul) din 29.03.1993 ora 18,33 - 18,54, cînd zona Iaşi-Vaslui s-a separat de restul sistemului cu deficit (circa 85 MW) şi cînd, dacă ar fi acţionat automatica DASf la valoarea de putere înscrisă în Normativul aprobat, 105 MW, s-ar fi salvat zona.

În perioada menţionată, celelalte automatici pe criteriul frecvenţei nu au avut condiţii să acţioneze. Întreg sistemul de automatici de frecvenţă nu a dus la agravarea şi/sau extinderea vreunei avarii, nici prin acţionări eronate, nici prin refuz de acţionare.

1.3.2. *Automatizări pe criteriul tensiunii:*

- de tensiune ridicată: protecţia de supratensiune (declanşarea liniei);
- de conectare şi deconectare de reactoare;
- de tensiune scăzută: DASU (descărcare automată a sarcinii pe criteriul U_{min});
- automatizări de pendulaţii de tensiune pe barele staţiilor (semnalizează apariţia pendulaţiilor de tensiune).

Scurte consideraţii

Automatizările de tensiune sînt mai puţin extinse în SEN şi mai puţin integrate sistemic. Alegerea reglajelor şi coordonarea acestora se face în prezent prin metode şi pe criterii nu îndeajuns elaborate; dispozitivele (releele) folosite sînt de performanţe modeste, iar schemele (logica) folosite nu sînt totdeauna îndeajuns elaborate. În perioada menţionată nu au fost condiţii pentru acţionarea acestor automatici. Din motivele susmenţionate s-au înregistrat acţionări neselective.

1.3.3. *Automatizări pe criteriul puterii active, componentei active a curentului* (cu sau fără controlul suplimentar al saltului de putere, al configuraţiei reţelei, tensiunii etc.):

- declanşare de grupuri generatoare;
- DASP (deconectarea automată a sarcinii pe criteriul puterii);
- secţionarea reţelei (inclusiv separarea de SEN a unor zone).

Scurte consideraţii

Automatizările de putere au fost restrînse drastic ca număr şi restructurate ca logică de acţionare în perioada 1990-1992. Nu au existat condiţii de sistem pentru acţionarea lor, excepţie făcînd cele din staţia 400 kV Porţile de Fier care, înainte de restructurare, au acţionat o dată (12.08.91 ora 13,20) insuficient, ca volum, pentru evitarea extinderii avariei şi, după restructurare, în 05.03.1992 ora 21,42 şi 07.07.1992 ora 18,08 cînd avaria nu s-a extins; au existat condiţii de acţionare o singură dată pentru automatizarea de secţionare pe L 220 kV Gheorghieni-Stejaru, înainte ca logica acesteia să fie restructurată şi reglajele revizuite; aceasta nu a acţionat, dar au acţionat mai rapid protecţiile în ambele capete ale liniei, astfel încît avaria nu s-a extins.

Nu se poate afirma că există în momentul de faţă elemente obiective suficiente (în special înregistrări rapide ale variaţiei parametrilor în timpul perturbaţiilor) care să permită poziţii ferme faţă de criteriul de detectare a perturbaţiei, logica de acţionare, dozarea acţiunii etc. şi nici asupra unor poziţii mai generale privind menirea lor preventivă, respectiv curativă sau asupra avariilor ce trebuie să le prevină/rezolve (pierdere a stabilităţii statice, respectiv tranzitorii etc.).

Cu luarea în considerare a celor de mai sus se exprimă totuşi reticenţa asupra sensibilităţii şi selectivităţii criteriului puterii active, mai ales cînd este asociat în logica "şi" (blocaj) cu tensiunea minimă (cele două criterii P_{max} - U_{min} au uneori caracter contradictoriu; sensibilitatea unui criteriu fiind în detrimentul sensibilităţii celuilalt, mai ales

în procesele tranzitorii) şi se consideră că, în imposibilitatea folosirii altor criterii mai fidele "φ", "z", este recomandabilă combinaţia $(I \cos \varphi)_{max}$ "şi" U_{min}.

1.3.4. *Automatizarea împotriva mersului asincron şi/sau al pendulaţiilor:*

- automatici de oscilaţii de impedanţă şi/sau putere activă pe grupuri - pe semnalizare.

Scurte consideraţii

În momentul de faţă în SEN nu sînt în funcţiune "pe declanşare" astfel de automatizări. În acest domeniu trebuie adîncite preocupările începînd cu modelele matematice de simulare a regimurilor şi programele de calcul aferente, criteriul (parametrul) optim de urmărit, logica de acţionare etc., pînă la dozarea acţiunii şi reglaje; experienţa de exploatare în acest domeniu este redusă.

În măsura în care automatizările de secţionare pe criteriul puterii active (curent wattat) sînt reglate cu luarea în considerare în limita posibilităţilor, a regimurilor care din calcul au rezultat instabile dinamic, acestea, la limită, pot îndeplini şi un astfel de rol (şi în această direcţie problemele trebuie adîncite).

1.3.5. *Automatizări de limitare a propagării perturbaţiilor în sistemele electroenergetice vecine* (automatizări ale liniilor/secţiunilor de interconexiune) - întreruperea funcţionării sincrone a sistemelor vecine. Principial acestea nu diferă de cele prezentate anterior, dar se grupează în chip specific după cum urmează:

- automatizări pe criteriul frecvenţei (frecvenţa minimă);
- automatizări pe criteriul puterii active (unghiul tensiunilor omonime din capetele liniei) de prevenire a pierderii stabilităţii;
- automatizări de întrerupere a mersului asincron şi/sau al pendulaţiilor (pe criteriul variaţiei impedanţei, al variaţiei tensiunii etc.);
- automatizări (protecţii) de supratensiune (nu totdeauna întrerup funcţionarea sincronă a sistemelor, uneori conectează reactoare sau declanşează numai linia pe care este sesizată supratensiunea).

Scurte consideraţii

Automatizările de interconexiune SEN (în special cele de putere) au acţionat de mai multe ori corect; subliniem funcţionarea corectă a automatizării de putere ce separă o insulă de circa 150 MW pe L 400 kV Roşiori - Mukacevo ce a funcţionat corect în 25.05.1992 ora 16,38 şi 19,49; 26.05.92 ora 9,30; 30.05.92 ora 23.06; 8.08.92 ora 16,30.

S-au remarcat acţionări incorecte (comenzi false apărute în teletransmisii atît pe căile de I.F., cît şi prin circuite închiriate de la poştă) datorate teletransmisiilor automatizării L 750 kV Ucraina Sud-Isaccea; se menţionează că folosirea transmisiilor necodate nu asigură gradul de siguranţă necesar declanşării în capătul opus fără control, iar adoptarea unor astfel de teletransmisii în astfel de scopuri a fost eroare; s-a constatat că funcţionările eronate datorate canalului prin poştă au fost mai numeroase (de altfel s-a renunţat la el) comparativ ce cele înregistrate pe canalele de I.F.

1.4. Noul plan de salvare al sistemului francez - etapa 2000

Pentru viitor, specialiştii francezi au apreciat ca necesară adoptarea unui nou principiu de detectare a regimurilor (perturbaţiilor) periculoase, bazat pe compararea valorilor instantanee ale fazei tensiunii măsurate în staţii situate în centrul "zonelor elementare" (fundamentale din punct de vedere electric) ale sistemului. Aceste valori sînt toate transmise la acelaşi calculator care dispune astfel de o viziune globală asupra stării reţelei şi a regimului. Algoritmi corespunzători permit să se detecteze rapid pierderea sincronismului, apoi elaborează ordinele (comenzile) de declanşare care asigură, pe de o parte, separarea de regiuni (zone) şi, pe de altă parte, elaborează ordinele (comenzile) de descărcare corespunzătoare. În continuarea experimentărilor, EDF a decis realizarea parţială a acestui nou sistem pentru zona Alpi şi sud-estul Franţei. Mai mult decît detaliile de realizare tehnică şi termenele propuse , trebuie reţinută tendinţa trecerii de la o filozofie de protecţie locală (cu instalaţii independente descentralizate) la o viziune tehnică coordonată şi globală, ce a apărut necesară nu dintr-o dorinţă de centralizare, ci din constatarea că fenomenele devin globale (pe sistem sau chiar sisteme interconectate).

Analizînd funcţionarea automatizărilor locale la "avarii grave", a fost subliniată ca o deficienţă, între altele, funcţionarea acestora insuficient de rapidă, nesimultană şi necoordonată, ceea ce permite propagarea perturbaţiei, deficienţă

ce poate reduce foarte mult eficacitatea acțiunii de salvare în unele situații.

2. Un (posibil) plan de salvare a SEN la "avarii grave"

Un astfel de plan, pentru SEN, trebuie să satisfacă, pe lîngă exigențele crescînde, normale, privind siguranța funcționării, exigențe suplimentare, calitativ noi, legate de punerea în funcțiune a primului bloc nuclearoelectric și pe cele legate de pregătirea SEN pentru interconectarea cu sisteme energetice din cadrul UCPTE. În aceste condiții se subliniază direcțiile principale în care, în opinia autorilor, trebuie dezvoltate actualele automatizări și tendințele din acest domeniu pentru structurarea unui posibil "plan de salvare" al SEN.

Automatici de frecvență

În principiu va fi păstrat și modernizat actualul sistem de automatizări; creșterea siguranței în funcționare a acestuia și creșterea eficienței lui în conducerea automată a regimurilor în cazul avariilor grave se presupune a se face în următoarele direcții:

- Extinderea automatizărilor de izolare pe servicii proprii ale grupurilor hidro la creșterea, respectiv scăderea frecvenței, precum și de pornire, sincronizare și încărcare rapidă a grupurilor hidro aflate în rezervă, respectiv încărcarea rapidă a celor funcționînd în regim compensator, la scăderea frecvenței.

Automatizările respective și-au arătat eficiența atît pentru evitarea creșterii excesive a frecvenței în zone separate de SEN cu excedent puternic de putere activă, cît și în corectarea regimului de funcționare cu frecvență scăzută.

Pentru ultimul aspect, calculele de regim tranzitoriu (program TEMI), ca și înregistrările de la diverse separări ale SEN de SEI arată concludent că, dacă influența pornirii acestor grupuri este puțin semnificativă în perioada scăderii frecvenței (partea descendentă a curbei) și pentru frecvența minimă atinsă (mai ales la deficite semnificative), influența acestora în redresarea frecvenței (partea ascendentă a curbei) este importantă și benefică (mai ales în condițiile unui reglaj - primar și secundar - nu foarte performant la ora actuală).

- Extinderea și creșterea performanțelor DASf prin:

• creșterea puterii conectate la acestea (de la circa 45 % la circa 60 %); caracterul descentralizat al marii majorități a instalațiilor DASf face posibil și justifică să nu fie luată în considerare o declanșare intempestivă (eronată) majoră de sarcină peste 20 MW;

• creșterea numărului tranșelor DASf la 6, păstrînd ecartul de selectivitate de 0,2 Hz și eșalonîndu-se începînd cu 49 Hz (fiecare tranșă avînd circa 10 % din sarcina sistemului), simultan cu reducerea temporizării acționării de la 0,5 s la 0,2-0,3 s; se subliniază faptul că, prin calcule de regimuri tranzitorii (același program TEMI), s-a evidențiat faptul că scăderea temporizării de acționare a tranșelor DASf este mai eficace decît creșterea volumului (puterii) pe tranșe, în primul rînd în ceea ce privește frecvența minimă atinsă, dar și asupra alurii curbei frecvenței pe porțiunea descendentă și ascendentă (restabilire): (observația se coroborează cu cea referitoare la pornirea grupurilor hidro);

• introducerea și/sau după caz, extinderea instalațiilor DASf cu puteri deconectabile mari - DASf centralizat (cu sau fără teletransmisii) realizat cu aparatură și dispozitive fiabile, în scheme evoluate, cu reglaje, logică și acționări diferite în funcție de gravitatea deficitului, folosind df/dt; verificarea funcționării acestora în regim tranzitoriu la căderi (avalanșa de tensiuni), pendulații etc. pe baza calculelor de regimuri tranzitorii specifice, pe modele matematice și cu programe adecvate;

• păstrarea DASf zonă ca rezervare în cazul acționării insuficiente și/sau ineficiente a tranșelor ordinare DASf.

- Limitarea drastică a insularizărilor, pornind de la premisa că acestea sînt automatici exclusiv pentru siguranța alimentării consumatorilor și că, din acest punct de vedere, ele pot fi adoptate numai cînd natura acestuia (inclusiv tariful plătit de acesta), configurația rețelelor și regimurilor de funcționare locale și zonale permit o astfel de acțiune, fără repercusiuni majore asupra centralelor producătoare, rețelei de transport și sistemului în ansamblu.

Din acest punct de vedere și în sensul celor de mai sus "insularizarea" nu este o automatizare de siguranță a sistemului, ci una de consumator și deci nu-și are locul în planul de salvare a sistemului.

- Dezvoltarea automatizărilor de izolare pe servicii proprii a grupurilor termoelectrice ce se pretează la aceasta, asigurînd şanse mai mari de repornire rapidă a sistemului şi/sau subsistemelor rămase fără tensiune, din cît mai multe puncte (centrale) ale acestora; adăugarea unei sarcini (indiferent de natura ei) pentru uşurarea regimului de izolare pe servicii proprii (aruncare de sarcină) nu schimbă caracterul şi scopul acestei automatici.

Toate direcţiile de creştere a siguranţei în funcţionare şi eficienţei sistemului de automatizare de mai sus, cu excepţia DASf (tranşele ordinare unde se poate şi trebuie procedat progresiv şi selectiv) trebuie susţinute cu o retehnologizare masivă şi rapidă cu relee, dispozitive şi instalaţii cu un înalt grad de siguranţă în funcţionare din import, de la firme de prestigiu.

Automatizări de tensiune

Prioritar, pentru automatizarea de descărcare automată a sarcinii pe criteriul tensiunii (DASU) este definirea mai precisă a rolului acesteia în redresarea regimului în timpul şi după avariile "grave", simultan cu studierea posibilităţilor de acţiune ale acesteia la fenomene complexe de pierdere a stabilităţii statice şi/sau tranzitorii, a fenomenelor însoţite de pendulaţii (oscilaţii) ale parametrilor electrici, corelat cu celelalte tipuri de automatizări (pe alte criterii). În acelaşi timp, trebuie mai bine definite modelele matematice şi programele de calcul aferente ce fac posibilă studierea unor astfel de regimuri, precum şi acţiunea corelată a automatizărilor pe diferite criterii; aceleaşi programe trebuie să fundamenteze alegerea reglajelor automatizărilor menţionate şi să facă posibilă coordonarea lor după o anumită strategie. Automatizările (protecţiile) de supratensiune vor fi dezvoltate pentru liniile unde, prin calcule, acest pericol se dovedeşte a fi real şi vor fi modernizate prin asigurarea declanşării selective, precum şi prin asigurarea unui DRRI specific.

În raport cu răspunsurile (soluţiile) la chestiunile prezentate şi deciziile aferente, se vor stabili şi parametrii aparaturii şi dispozitivelor capabile să execute acţiunile şi care se vor monta prin retehnologizare.

Automatizări de putere

Structura şi dezvoltarea reţelei de transport, precum şi regimurile de funcţionare (nu în ultimul rînd sarcina maximă la vîrf) existente şi previzibile nu definesc în SEN, cu cîteva excepţii, "secţiuni critice" ce trebuie supravegheate cu automatizările de putere. Pentru excepţiile menţionate, pînă la găsirea şi realizarea soluţiilor radicale privind întărirea reţelei, se vor păstra (ba chiar retehnologiza în limitele unui raport rezonabil eficienţă/cost) actualele automatizări, acţiunile de descărcare de sarcină şi/sau declanşare de generatoare se vor păstra, pe perioada necesară, definită mai sus, numai după o apreciere realistă a eficienţei lor.

Automatizările de putere acţionînd la separarea de zone prin secţionarea reţelei vor fi acceptate în caz limită (cînd nu există alte soluţii/variante), avînd în vedere că:

- parametrul controlat (P) nu reflectă suficient de sensibil şi selectiv perturbaţia şi mai ales amploarea ei (se poate trece în prima instanţă - dacă există aparatură - la scheme mai elaborate folosind criteriul - relee - $I\cos\psi$);
- acţiunea (separarea de SEN a unor zone prin secţionarea reţelei majore de transport) este severă (dură);
- conducerea automată a regimului în zona deficitară separată este dificilă şi trebuie executată foarte rapid (risc de pierdere totală a zonei).

Automatizări de mers asincron

Cvasiinexistente în prezent (există numai cîteva semnalizări), astfel de automatizări trebuie introduse progresiv, începînd cu grupurile de mare putere (protecţie împotriva mersului asincron cu excitaţia conectată).

În "secţiunile critice", după elucidarea unor chestiuni privind modelul matematic, programele de calcul etc., se vor înlocui automatizările de putere existente cu automatizări ce supraveghează impedanţa imagine (variaţia ei) ca parametru mult mai fidel (sensibil şi selectiv), privind apariţia mersului asincron al subsistemelor de o parte şi de alta a liniei supravegheate.

Dificultăţile privind conducerea automată a regimului după separare se menţin.

Automatizările liniilor de interconexiune

Păstrîndu-se în principiu toate automatizările liniilor de interconexiune se va asigura o creştere esenţială a siguranţei în funcţionare a sistemului de automatizări (inclusiv teletransmisiile aferente) prin retehnologizarea integrală în cadrul căreia se vor asigura:

- relee şi dispozitive de performanţă;
- scheme logice sigure, cu redundanţă ridicată;

- rezervarea automatizărilor, acțiunilor, întrerupătoarelor, telecanalelor etc.

Automatizările liniilor de interconexiune vor fi analizate cu prioritate și tratate cu maximă atenție din punctul de vedere al siguranței, pentru respectarea condițiilor severe impuse sistemelor ce fac parte din UCPTE, privind limitarea propagării perturbațiilor între sistemele energetice vecine.

BIBLIOGRAFIE

[1] x x x *Culegere de recomandări pentru funcționarea interconectată în UCPTE* (UCPTE 1991)

[2] M a r c o n a t o . R . T e s s e r o n . J.N . *La protection contre les grands incidents* (ENEL - EDF 1992)

[3] x x x *Planuri de protejare a sistemelor electroenergetice pentru evenimente noncredibile* . In: Electra nr.128. ianuarie 1990

[4] x x x *Sinteza studiului de analiză de detaliu a fenomenelor care au avut loc în SEN cu ocazia avariei din 10 mai 1977 (material M.E.E.)*

(Primit la 18 octombrie 1993, acceptat la 2 decembrie 1993)

Publicații noi

Salutăm apariția unei noi publicații din domeniul energeticii - în limba engleză - al cărui redactor-șef, prof. dr. Gheorghe Preda, prezintă o garanție pentru nivelul științific al conținutului.

Cele două redacții - a revistei Energetica și a noii publicații - și-au propus o colaborare permanentă din punctul de vedere conceptual și al tematicii.

Le urăm succes!

REDACȚIA

NATURAL RESOURCES AND ENERGY:
NON-DISSIPATION AND MANAGEMENT
An International Journal
ISSN 1071 - 3603

Revista internațională sus-menționată , va apare trimestrial, începînd cu anul 1994. Editorul revistei este the International Association for Conservation of Natural Resources and Energy, Inc., cu sediul în New York, U.S.A.

Revista va publica articolele unor autori de prestigiu internațional, articole care privesc mai ales tehnologiile avansate non-disipative, managementul în acest domeniu. Nu vor fi omise, evident, nici aspectele economice, de politică națională sau internațională, sociale etc. Atenuarea poluării mediului ambiant este de asemenea în atenție.

Sînt avute în vedere o gamă largă de resurse naturale cum sînt cele minerale, energetice, inclusiv nucleare, sol, apă, lemn etc.

Prețul unui abonament este de $ 50.00. Abonamentele se pot face la următoarea adresă: IACNRE, P.O. Box 487, Flushing, NY 11372-0487, New York, U.S.A. Tel & Fax (718)639-7709.

Așteptăm de asemenea colaborările dvs. care vor fi analizate cu toată atenția în vederea publicării.

CONSIDERAŢII PRIVIND CONDUCEREA CU CALCULATOARE DE PROCES A REŢELELOR ŞI SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Lucrarea prezintă, pe baza consultării unei largi liste bibliografice, cîteva consideraţii privind conducerea cu calculatoare de proces a reţelelor şi sistemelor electroenergetice, în vederea precizării aspectelor specifice şi definirii stadiului actual, preocupărilor şi tendinţelor de dezvoltare în acest domeniu.

The paper, based on a large bibliographical list, presents several considerations on the process computers management of the power systems, with a view to point out the specific aspects and to define the present stage, concerns and development trends in this field.

dr.ing. MIHAI MOGA *

Descriptori: calculatoare de proces, sisteme electroenergetice, reţele electrice

Introducere

Dimensiunile extrem de mari ale SEE, cu un număr mare de componente ce se intercondiţionează , complexitatea proceselor de luare a deciziilor, atît în faza de proiectare, planificare şi dezvoltare, cît şi în conducerea operativă, a făcut ca SEE să fie unul dintre primii şi cei mai mari utilizatori de tehnică de calcul.

Aproape în toate activităţile întreprinderilor de electricitate calculatoarele numerice îşi găsesc utilitatea. Logic, aplicaţiile acestora pot fi clasificate în trei categorii:

1 - planificare-dezvoltare;
2 - analize de regimuri;
3 - conducere operativă.

Calculatoarele de proces (CP) implicate în conducerea operativă devin astăzi tot mai des întîlnite în conducerea, la diverse niveluri, a reţelelor şi sistemelor electroenergetice (RSEE).

După cum este cunoscut, furnizarea energiei electrice este coordonată prin dispecere energetice aflate într-un sistem organizat pe mai multe niveluri de subordonare. Dotarea cu echipament de calcul şi programe aplicative a acestora este dependentă de poziţia pe care o ocupă în sistemul de conducere şi de subsistemul aflat în subordine.

Introducerea sistemelor de conducere (SC) cu calculatoare de proces (CP) la dispecerele energetice, în măsură tot mai mare, ca urmare a creşterii performanţelor echipamentelor de calcul, concomitent cu reducerea preţului lor de cost, conferă acestora posibilităţi de îmbunătăţiri considerabile pentru procesul de conducere. Materializarea acestor posibilităţi este însă determinată de dotarea cu programe de calcul adecvate. În consecinţă, SC cu CP reprezintă o entitate compusă dintr-o parte de echipament, numită hardware sau, pe scurt, hard, şi o parte de programe numită software sau soft.

Lucrarea tratează cîteva aspecte specifice conducerii cu CP a RSEE, pe baza consultării unei largi liste bibliografice.

1. Consideraţii privind partea de echipamente (hard)

1.1. Aspecte generale

Apărut în anii '60, prin ataşarea la un calculator numeric universal a unui sistem de interfaţă cu procesul (SIP) (cuplor de proces), calculatorul de proces (CP) şi-a găsit utilitatea

* Universitatea Tehnică Timişoara

imediat în unitățile de coordonare și conducere operativă a RSEE. Complexitatea proceselor din acest domeniu a impus însă realizarea de sisteme de conducere (SC) ierarhizate pe mai multe niveluri funcționale, în care CP reprezintă elementele esențiale [1, 2].

Organizate, în general, pe două niveluri ierarhice, SC uzuale, conțin un sistem de conducere subordonat (SCS) și un sistem de conducere coordonator (SCC), respectînd principiile generale ale sistemelor de conducere ierarhizate [1].

SCS, din structura SC pentru RSEE, sînt constituite, în general, din mai multe CP cu performanțe și costuri reduse, prevăzute însă cu SIP (de obicei), sisteme cu microprocesoare pe 8 biți, din familiile ECAROM, SPOT, MADS etc.). Acestea sînt conectate direct cu elementele primare din stațiile electrice și sînt destinate achizițiilor de date, prelucrării lor primare, transmisiei datelor (periodic, la cerere, sau în mod imediat în cazul producerii unui eveniment) și eventual elaborării de comenzi pentru elementele primare cu care sînt conectate în mod nemijlocit.

SCC, degrevate de sarcina achiziției de date (mare consumatoare de timp de procesare), permit utilizarea unor algoritmi de calcul evoluați, cu modele matematice detaliate (și desigur realiste), astfel încît rezultatele prelucrării în timp real a datelor primite de SCS-uri să constituie informații utile și de încredere pentru deciziile ce urmează a fi luate de către dispecerii energetici.

Avînd în vedere structura unitară a SEE, se impune conceperea unui SC de asemenea unitar, cu subsisteme distribuite atît geografic, cît și ierarhic (funcțional), care să permită atît coordonarea centralizată a SEE, în conformitate cu organizarea sa existentă, cît și dezvoltarea de SC locale, adecvate, de către fiecare întreprindere de electricitate.

La nivelul "de jos" în această structură se află sistemele de urmărire și achiziții de date (SUAD), destinate achiziției de date din stațiile electrice, urmăririi (eventual și conducerii) elementelor primare și teletransmisiei informațiilor necesare către SC de la nivelurile imediat superioare.

La nivelul "de sus", regimul uzual de funcționare al SC-urilor din domeniul RSEE este cel de ghid-operator. Aceste SC, destinate să asiste dispecerii în luarea unor decizii privind conducerea operativă a rețelei electrice, sau pentru analiza sau prognoza unor evenimente, utilizează informațiile primare obținute de la SUAD, pe care le prelucrează cu programe deosebit de complexe. Aceste programe determină, practic, performanțele și utilitatea lor. Partea de echipamente fiind realizată la acest nivel în general cu sisteme de calcul performante, dar standardizate, în cadrul prezentei lucrări accentul se va pune pe partea de programe (pct.2).

Avînd în vedere faptul că SUAD constituie elementul de legătură între echipamentele primare ale RSEE, ca și diversitatea mai mare a acestei componente a unui SC, în paragraful următor se prezintă cîteva aspecte specifice echipamentelor SUAD din RSEE.

1.2. Sisteme de urmărire și achiziții de date

Elaborarea și punerea în funcțiune a sistemelor de urmărire și achiziții de date constituie prima etapă în introducerea unui SC cu CP în RSEE.

În acest sens, începînd cu 1970, literatura americană face frecvente referiri la sistemul de supraveghere și achiziții de date (SCADA), devenit în deceniul 8 deosebit de economic și fiabil, ca urmare a evoluției sistemelor de calcul din generația a treia [3].

Sistemul SCADA introdus la Commonwealth Edison Company (CECO) constă dintr-un mini sau microcalculator (după 1985, microcalculatoare IBM-PC), conectat prin linii telefonice, microunde sau radio cu unități terminale (RTU), amplasate în diverse stații electrice [3]. Unitățile terminale (RTU) din stațiile electrice, realizate cu microcalculatoare de proces, prevăzute inclusiv cu unități de discuri flexibile sau Winchester, constituie nivelul inferior de conducere (SCS) din cadrul SCADA. Rolul lor este de a achiziționa, prin scanarea tuturor punctelor de măsură, atît mărimile analogice de interes, cum ar fi tensiunile pe barele stației, puterile active și reactive pe fiecare fider, cît și mărimile binare, reprezentate de pozițiile (stările) întrerupătoarelor și separatoarelor. După o prelucrare primară, aceste date sînt transmise, periodic sau la cerere, sistemului de calcul aflat la nivelul superior (SCC).

În România, astfel de sisteme de supraveghere și achiziții de date, raportate în

literatura de specialitate din ultimii 10 ani, au fost dezvoltate în jurul unor sisteme de calcul indigene, bazate pe microprocesoarele I8080 şi Z80. În acest conext se menţionează echipamentul numeric şi de prelucrare a evenimentelor din staţiile electrice [5], sistemul de supraveghere al obiectivelor energetice [6] , sistemele de urmărire şi gestiune a consumurilor energetice [4, 7].

Amplasarea sistemelor cu microprocesoare în medii nefavorabile din staţiile electrice, cu temperaturi ce variază între 10°C şi 40°C şi umiditate între 40 % şi 100 %, a fost privită pînă nu de mult cu un justificat scepticism [7, 8]. Progresele considerabile realizate în ultimii 20 de ani în domeniul fiabilităţii sistemelor de urmărire din staţiile electrice, marcate de creşterea, de cîteva ori în această perioadă, a MTBF (timpul mediu între două defectări succesive) au eliminat în mare măsură reţinerile privind utilizarea şi în acest sector a microcalculatoarelor prevăzute cu unităţi de discuri magnetice. Acestea au şi alte avantaje: reducerea preţului de cost al acestor echipamente, concomitent cu creşterea performanţelor privind fiabilitatea, viteză de prelucrare mare, capacitate de memorare etc.

Problemele pe care le pun aceste echipamente în acest context sînt cele referitoare la asigurarea unor surse de alimentare sigure şi cu parametri de calitate a tensiunii de alimentare riguros respectaţi. Totodată, trebuie considerate măsurile de izolare a semnalelor utile de zgomotele inerente în mediile poluate electromagnetic, cum sînt cele din incinta staţiilor electrice. Aceste semnale, provenite de la transformatoarele de măsură de curent şi tensiune, sau de la traductoare electronice de semnal standard, conectate prin cabluri lungi ce constituie adevărate antene, sînt însoţite de zgomote de înaltă frecvenţă cu amplitudini apropiate de cele ale semnalului util. Rejectarea lor implică utilizarea unor elemente de condiţionare şi/sau izolare optică a semnalului util. Lucrarea [8] tratează cele două probleme, propunînd scheme practice pentru rezolvarea lor, iar în [10] este descrisă o trusă de măsură, TAIME-02, realizată de autor, ce conţine elemente de condiţionare şi adaptare a semnalelor utile, trusă destinată unor măsurători de tensiune, putere activă şi reactivă, din staţiile electrice.

2. Consideraţii privind partea de programe (SOFT)

2.1. Aspecte generale

Performanţele SC ale RSEE sînt determinate, aşa cum s-a arătat mai sus, într-o măsură considerabilă de dotarea acestora cu pachete de programe aplicative adecvate. Aceasta explică eforturile cercetătorilor din domeniu, orientate cu prioritate, în ultimii ani, spre elaborarea de programe destinate SC de la nivelul dispecerelor energetice. În acest sens, literatura consemnează preocupări susţinute pentru realizarea de programe ce vizează îndeplinirea următoarelor sarcini de bază:

a) informarea operatorilor privind starea sistemului, la cererea acestora sau imediat, în cazul producerii unor evenimente (acţionări protecţii, ieşirea unor parametri din limitele admise, modificarea topologiei reţelei etc.) [11, 12, 13];

b) asistarea operatorilor în luarea unor decizii privind efectuarea unor manevre, fie în cazul unor operaţiuni planificate (transferuri de sarcină, izolări de RE, conectări/deconectări de surse sau consumatori de energie electrică etc.), fie în regimuri postavarie [14, 15, 16, 17, 18];

c) în analiza, pe baza estimării evoluţiei sistemului, a regimurilor de funcţionare viitoare, în vederea stabilirii măsurilor operative ce se impun şi a momentelor cînd trebuie aplicate [19, 20];

d) optimizarea regimului actual de funcţionare [21, 22, 23].

Rezolvarea sarcinilor menţionate la punctul a) implică programe implementate pe CP, în regim on-line, capabile să scaneze starea a sute de puncte de măsură, sau să preia date de la CP-urile cu funcţii de concentratoare de date, să efectueze estimări de stare pentru a verifica şi corecta datele primite. Datorită pretenţiilor impuse privind timpii de achiziţii de date şi avînd în vedere prelucrările relativ simple pe care le implică, aceste programe sînt scrise iniţial, în proporţie considerabilă, cu limbaje de ansamblare [3].

Celelalte trei sarcini, b), c) şi d), impun efectuarea, în timp real, a analizei unui mare număr de regimuri, utilizînd în general programe de calcul al circulaţiei de puteri, în vederea testării efectelor manevrelor propuse asupra siguranţei şi economicităţii funcţionării sistemului coordonat. Unele situaţii impun însă şi efectuarea de analize de stabilitate statică şi/sau tranzitorie pentru validarea manevrelor preconizate sau pentru stabilirea celor mai bune reglaje ale protecţiilor şi sistemelor automate ale grupurilor. Astfel de

programe, implementate de obicei în CP cc funcționează în regim ghid-operator, și cunoscute sub denumirea de sisteme expert (SE), răspund la două categorii de întrebări: Ce se întîmplă dacă...?; și/sau Ce trebuie făcut ... ? indicînd, în acest ultim caz, măsurile operative și momentul cînd trebuie luate.

În consecință, programele destinate SC ale RSEE și raportate în ultimii 10 - 15 ani în literatură [IEEE Transactions on PD, PS, EC] se pot grupa în:

A. Programe pentru informare și creare a bazei de date; și

B. Programe sistem expert.

Din primul grup pot fi menționate programele pentru:

1. Interfațarea cu sistemele de achiziții de date și supraveghere (SCADA) destinate creării, în timp real, a bazei de date, dar și informării și avertizării operatorilor în cazul producerii unor evenimente. Aceste programe asigură preluarea datelor, în mod periodic, la cerere, sau imediat (în cazul producerii unor evenimente, prin sistemul de întreruperi.)

2. Estimarea stării, în conjuncție cu programele de la punctul 1, și destinate rejectării datelor eronate și ajustarea celor considerate bune spre valori mai apropiate de cele reale.

2.2. Domenii prioritare abordate de sistemele expert în conducerea rețelelor și sistemelor electrice

Apărute în energetică prin anii '60, sistemele expert reprezintă pachete de programe, relativ complexe, destinate analizei în timp real a stării sistemului în vederea asistării dispecerilor în luarea deciziilor privind conducerea operativă, sau avertizării acestora în situațiile limită.

SE pot să vizeze fie SEE în ansamblu, urmărindu-se asigurarea funcționării stabile [9, 20], restaurarea regimului normal după eliminarea sau izolarea avariei [14], reglajul nivelului de tensiune [15, 16] etc., fie rețele electrice complexe, cu cîteva stații de distribuție și sute de elemente com-ponente (linii electrice, separatoare etc.) [17, 13, 23, 22] , fie o singură stație de distribuție [9, 11] .

Astfel, Fouad, în [19] , dezvoltă un SE bazat pe metoda TEF (funcție de energie tranzitorie) ce permite exprimarea gradului de stabilitate a sistemului sub forma unor indici cantitativi (marja normalizată de energie). Modul în care acești indici sînt afectați de anumiți parametri caracteristici ai regimului considerat este folosit pentru aprecierea siguranței în funcționare a sistemului. În [20] este prezentat un SE destinat predicției oscilațiilor electromecanice de joasă frecvență specifice instabilității statice, utilizînd în acest scop un set de variabile identificate în prealabil ca fiind cele care afectează cel mai mult stabilitatea sistemului.

Urmărind principiul "Un evenimet o alarmă" Bijoch R.W. și alții prezintă în [12] un SE pentru procesarea semnalelor primite prin SCADA în cazul producerii unor evenimente în rețeaua supravegheată. Rezultatul prelucrării este reprezentat de cauza primară a evenimentului și succesiunea în timp a fazelor acestuia.

Modificarea topologiei unei RE complexe sau reconfigurarea sa, constituie o problemă complexă și care inevitabil comportă anumite riscuri. Literatura consemnează numeroase preocupări, în special în ultimii 10 ani, pentru elaborarea de programe SE care să asiste dispecerii în luarea celor mai bune decizii privind acționarea unor elemente de comutație. În acest context se menționează SE pentru:

a) efectuarea unor manevre planificate [17] , cum ar fi:

- transferul sarcinii de pe un fider pe altul;
- izolarea unei anumite linii electrice sau zone din RE;
- interconectarea cu SEE vecine;

b) reducerea pierderilor de putere activă pe elementele de rețea [23];

c) rezolvarea situațiilor postavarie [18, 14] , prin stabilirea manevrelor pentru:

- izolarea zonei ce conține avaria;
- realimentarea a cît mai mulți consumatori afectați inițial de avarie;
- reducerea riscurilor de extindere.

Problema reglajului de tensiune și putere reactivă în RSEE și-a găsit rezolvarea în multe situații prin introducerea de SE adecvate în SC ale dispecerilor energetici. În acest sens, menționăm lucrările [16] și [15] destinate implementării unor SE în RSEE, care să asiste operatorii din dispecerii energetici în luarea deciziilor privind utilizarea surselor de reglaj al tensiunii în nodurile rețelei. Sursele de reglaj considerate în acest scop sînt:

bateriile de condensatoare statice, bobinele de compensare, compensatoarele sincrone, generatoarele electrice, prizele, reglabile sub sarcină, ale transformatoarelor etc.

Aceeaşi problemă abordată şi în [24], unde, avînd în vedere mijloacele menţionate mai sus pentru reglajul tensiunii şi puterii reactive, este elaborat un algoritm şi un pachet de programe care să precizeze, în cazul ieşirii din limitele admisibile a tensiunii de pe barele unei staţii electrice, măsurile adecvate pentru readucerea sa.

Concluzii

Analiza stadiului actual al implementării SC cu CP în RSEE şi al preocupărilor privind dezvoltarea acestora, reflectată în literatura de specialitate, evidenţiază cîteva aspecte referitoare la structura SC din RSEE şi la strategia de dezvoltare a acestora.

Astfel, aceste SC, organizate în general pe două niveluri ierarhice, SCS şi SCC, se pot clasifica în funcţie de rolul şi poziţia lor în sisteme de urmărire şi achiziţii de date (SUAD) şi sisteme ghid-operator. Primele, SUAD, interfaţînd echipamentele primare ale RSEE cu nivelurile superioare ale SC, constituie etapa primară şi inevitabilă în dezvoltarea SC cu CP ale acestora.Sistemele ghid-operator, utilizînd baza de date creată de SUAD, determină, practic, performanţele şi utilitatea SC. În acest sens, hotărîtor este pachetul de programe cu care este dotat sistemul, programe denumite sisteme expert (SE), ale căror preţuri depăşesc în mod substanţial pe cele pentru partea de hard.

Diversitatea situaţiilor în care se impune introducerea SUAD (staţii electrice, grupuri/centrale electrogene, reţele electrice, consumatori industriali etc.), implică realizarea de sisteme flexibile, adaptabile de către utilizatori situaţiilor lor concrete.

Sistemele ghid-operator, în general, realizate cu echipament standardizat, deosebit de performant, ridică mai puţine probleme pentru partea de hard. Problemele de bază în aceste cazuri sînt cele referitoare la realizarea de programe capabile să proceseze în timp real un mare volum de date, cu suficientă rigurozitate pentru a permite luarea de decizii operative pe baza lor.

BIBLIOGRAFIE

[1] Ionescu.I. *Sisteme şi echipamente pentru conducerea proceselor.* EDP. Bucureşti. 1982.

[2] Cristea.C., Ohlgiesser.D. Poslănescu.A. *Sistem ierarhizat de supraveghere a sistemelor industriale.* In : Energetica. nr.5. 1988. p. 193 - 195.

[3] Kay. T. *Micromputer-Based SCADA at Commonwealth Edison Company.* În: IEE Computer Applications in Power. April. 1988. p.4-8

[4] Galfi.A., Horvath A., Losonczi.L., Patakfalvi.L. *Sistem de supraveghere a consumului de energie electrică* . În : Energetica. nr.5 988. p.196 - 200.

[5] Conecini.I., Sanduleac.M., Bogdan. F., Berbece.C. *Modernizarea staţiilor electrice prin introducerea unui echipament numeric de gestiune şi prelucrare a evenimentelor.* In: Energetica nr.5. 1987. p.200 - 203.

[6] Moga.M., Varsandan.L. *An Expert System for Load Transfer in Distribution' Networks.* CNE '92. iunie 1992. Neptun.

[7] Cristea.H., Ivan.M. *Systeme de gestion puissance-energie electrique produce et consommee.* CNE - iunie. 1992. Neptun.

[8] Burnett.R.O., Murphy.R.J. *Applications of mew technology in power substations.* In: IEEE Trans. on PD. nr.2. April 1990. p.1182

[9] Russel.B.D., Doern. T.L. Martin. A.L. *Applications of Microcomputer - Based Systems in Power Substantions.* În: IEEE Trans . on PD. nr.1. Jan. 1989. p.201 - 207.

[10] Moga.M., Buta.A., Ivaşcu.C., Milea.L .*Determinarea experimentală a caracteristicilor statice de putere funcţie de tensiune ale consumatorilor complecşi.* În: Energetica. nr.2. 1988. p.56-61.

[11] Protopopas.C.A., Psaltiros.K.P., Hochins.K.V. *An Expert System for Substation Fault Diagnosis and Alarm Processing.* În: IEEE Trans. on PD. nr.2. April. 1991. p.648-655.

[12] Bijoch.R.W., Bann.J.J., Wollenberg.B.F. *Development and Implementation of the NSP Inteligent Alarm Processor.* În: IEEE Trans.on PS. nr.2. may. 1991. p.806 - 812.

[13] Marathe.R.V., Rogers.R.G. *An On-line Expert System with Data Validation Capabilities.* În: IEE Trans.on PS. nr.3. aug., 1991. p.882-889.

[14] Kirshen.D.S., Volkmann.T.L. *Guiding a Power System Resortoratiron with an Expert System.* În: IEEE Trans. on PS. nr.2. may. 1991. p.558 - 566.

[15] Godard.T.F., Puttgen.H.B. *A Reactive Path Concept within a voltage Control Expert System.* În: IEEE Trans.on PS. nr.2. may. 1991. p.787 - 793.

[16] Lai.K.C., Lee.W.J., Chen. M.S. *Design of a Microcomputer based Operator Assistance for Real Time Voltage and Reactive Power Correction.* În: IEEE Trans. on PS. nr.2. may. 1991. p.723-727.

[17] Patton.J.B., Rizy.D.Z., Lawer. J.S. *Applications Software for modeling Distribution Automation Operations on the Athens utilities Board.* În: IEEE Trans.on PD. nr.2. april. 1990. p.1019-1025.

[18] Tomsovic.K..Akerman.P.Pope.S. *An Expert System as a Dispatcher Aid for the Isolation of Line Section Faults.* În:IEEE Trans.on PD. nr.3. july. 1987. p.736 - 741.

[19] Fouad.A.A.. Venkataraman.S.. Davis.A.J. *An Expert System for Security Trend Analysis of Stability Limited Power System.* În: IEEE Trans.on PS nr.3. august 1991. p. 1077 - 1083.

[20] Hsu.Y..Y.. SU.C.C. *A Rule-Based Expert System for Steady-State Stability Analysis.* În: IEEE Trans.on PS. may 1991. p.771 - 777.

[21] Kearl.Y.J.. Chikhani. A.Y..Hackam.R. *Microprocessor Controlled Reactive Power Compensation for Loss Reduction in Radial Distribution Feeders.* În: IEEE Trans. on PD. oct.1991. p.1848 - 1857

[22] Civanlar.. S.. Graiger.J.J.. Lee.S.H. *Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction.* În: IEEE Trans.on PD. july. 1988 p.1217 - 1223.

[23] Wagner.T.P.. Chikhani.A.Y.. Haka.R. *Feeeder Reconfiguration for Loss Reduction.* În: IEEE Trans.on PD. nr.4. october. 1991. p.1922 - 1931.

[24] Moga.M.. Nemes.M.. Varsandan.L. *Reglajul automat al tensiunii şi puterii reactive în staţiile electrice de distribuţie.* În: Vol.SFIE. mai. 1991. Oradea. p.52 - 55.

(Primit la 4 februarie 1993, acceptat la 2 aprilie 1994)

Din energetica mondială

SUPRAVEGHEREA "ON-LINE" A TRANSFORMATOARELOR DE FORŢĂ

În dezvoltarea sistemelor centralizate de conducere a reţelelor electrice un loc aparte îl ocupă supravegherea marilor transformatoare de forţă din centralele şi staţiile electrice, deoarece disponibilitatea acestora este de primă importanţă în buna funcţionare a reţelei şi asigurarea alimentării consumatorilor. De aceea, realizarea unor sisteme de supraveghere continuă şi completă a acestor transformatoare este în atenţia permanentă, atît a constructorilor, cît şi a utilizatorilor.

Un astfel de sistem de supraveghere, denu-mit controler, a fost conceput şi testat de o fabrică de transformatoare din Germania (TRO). Princi-palul rol al acestuia este urmărirea funcţionării comutatorului sub sarcină a treptelor de tensiune, cunoscut ca un mecanism deosebit de sensibil. În afară de înregistrarea şi semnalizarea la distanţă a comutării treptelor, prin noul sistem se controlează şi încărcarea contactelor comutatorului. Este efectuată, de asemenea, supravegherea următorilor parametri de funcţionare ai transformatorului: sarcina electrică şi temperatura înfăşurărilor; nivelul şi temperatura uleiului; extragerea şi analiza "on-line"a gazelor degajate de ulei; parametrii de funcţionare ai sistemului de răcire, corelat cu comanda acestuia în scopul optimizării randamentului răcirii şi minimizării pierderilor în transformator; datele privind mediul ambiant la locul de instalare a transformatorului.

Controlerul îndeplineşte funcţiunile de supraveghere arătate prin intermediul unor senzori evoluaţi, special concepuţi pentru scopul urmărit, şi al unor convertori analogici/digitali, care prelucrează semnalele primite pentru a fi afişate la punctul de supraveghere (camera de comandă a staţiei sau centrul de comandă a reţelei).

Controlerul este astfel construit încît poate fi montat în dispozitivul de comutare a treptelor, fără a i se aduce acestuia modificări constructive. Pentru asigurarea unei autonomii în funcţionare, controlerul este prevăzut cu o sursă separată de tensiune, care alimentează circuitele proprii.

(Din: Ermisch, J., Roseburg,D., Viereck,K.: Konzeption und Erprobung eines Trafocontrollers. ETZ 5/1993, p 320-324)

Ing. PETRU COLUMBEANU

În acest articol este prezentat un set de programe cu ajutorul cărora se poate calcula regimul deformant de funcţionare în reţelele electroenergetice. Programele sînt reunite sub forma unui Mediu Integrat de Programe (MIP), putînd fi astfel exploatate prin intermediul unui program manager. Sînt prezentate modelele matematice ale echipamentelor funcţionînd în regim deformant, modelul matematic al regimului deformant şi funcţiile MIP. Programele au fost testate pe o reţea cu 37 de noduri pentru care sînt prezentate atît datele de intrare, cît şi rezultatele obţinute.

The paper presents a set of programs by means of which the distorting operational regime in the power networks is computed. The programs are unified as an Integrated Program Medium, which can be operated by a program manager.

The mathematical models of equipment that operate under a distorting regime and of the distorting regime itself as well as program functions are presented. The programs have been tested on a 37 buses networks for which both the input data and the results are presented.

MEDIU INTEGRAT DE PROGRAME PENTRU CALCULUL REGIMULUI DEFORMANT ÎN REŢELELE ELECTROENERGETICE

Prof .dr.ing. EUGENIU POTOLEA*, s.l.dr. ing.mat. SORIN PĂTRĂŞCOIU, ing. VIOREL TABĂRĂ**

Descriptori: regim deformant, reţele electrice, informatică

Introducere

Utilizarea energiei electrice în electrotermie, tracţiune electrică, electrometalurgie, precum şi lărgirea aplicaţiilor electronicii de putere, provoacă apariţia curenţilor şi tensiunilor nesinusoidale în reţelele electroenergetice, mărimi ce sînt caracteristice *regimului deformant de funcţionare.*

Calculul regimului deformant reprezintă o problemă care stă continuu în atenţia specialiştilor, datorită importanţei cunoaşterii şi stăpînirii acestuia în exploatarea curentă a sistemelor electroenergetice. Modelele matematice ale acestui regim au fost în permanenţă îmbunătăţite şi pe baza lor au fost dezvoltate programe de calcul din ce în ce mai complexe.

Pe plan mondial studiile realizate pentru pătrunderea regimului deformant folosesc fie metode de calcul în domeniul timp, fie metode iterative de calcul în domeniul frecvenţă. Intre acestea din urmă s-a impus metoda IHA (Iterative Harmonic Analysis) [2], al cărui algoritm cuprinde următorii paşi:

(I) Se obţin informaţii referitoare la componentele caracteristice ale sistemului şi se calculează tensiunile şi puterile în nodurile reţelei, utilizînd un program de regimuri staţionare (eventual pe trei faze).

(II) Cunoscînd unda de tensiune la bornele fiecărui nod deformant, se determină unda de curent $i(t)$, pentru o perioadă industrială, în regim staţionar.

(III) La fiecare nod deformant se face analiza armonică a curentului folosind un algoritm de tip FFT, obţinîndu-se vectorul **I** al curenţilor armonici.

* Universitatea "Politehnica" Bucureşti
** FRE Tg. Mureş

(IV) Vectorii **I** obținuți sînt utilizați la determinarea tensiunilor armonice corespunzătoare fiecărui nod deformant.

Pașii (II) - (IV) se repetă pînă cînd tensiunea la fiecare nod deformant verifică un test de convergență .

Dintre programele de calcul ale pătrunderii regimului deformant cele mai cunoscute, amintim programele EPRI HarmFlo, SuperHarm și HARMFLO +™ ; acesta din urmă este destinat estimării propagării armonicelor cauzate de către convertizoarele de putere. Preluînd ca date de intrare impedanțele liniilor și transformatoarelor, puterile activă și reactivă la noduri și tipul nodurilor, programul folosește metoda Newton-Raphson pentru determinarea necunoscutelor putere. Programul poate lucra pe o rețea avînd maximum 50 de noduri.

Produsul software la care se referă prezenta lucrare este conceput și realizat sub forma unui mediu integrat de programe (MIP), care reunește într-o interfață video cu utilizatorul o serie de funcții, fiecare în parte putînd activa programe destinate formării bazei de date, analizei armonice și calculul regimului deformant.

Funcțiile de bază ale MIP sînt:

- calculul regimului permanent în rețeaua studiată în ipoteza că toți consumatorii sînt nedeformanți;
- modelarea rețelei pentru calculul regimului deformant;
- analiza Fourier a curenților nesinusoidali generați de către consumatorii deformanți;
- calculul regimului deformant pentru rețeaua studiată.

1. Modele matematice ale elementelor deformante

C.I. Budeanu clasifică elementele deformante în elemente de speța întîi și elemente de speța a doua [1, 7]. În prima categorie sînt incluse cele care deformează unda de curent atunci cînd au aplicată la borne o tensiune sinusoidală: cuptoarele cu arc, convertizoarele cu tiristoare, tracțiunea electrică, sarcinile rezistive neliniare etc. Elementele de speța a doua se caracterizează prin aceea că amplifică regimul deformant fără însă a-l produce: linii electrice, sarcini rezistive liniare, transformatoare.

Regimul deformant se calculează cu ajutorul componentelor simetrice ale sistemului trifazat. Armonicile superioare de curenți și de tensiune formează sisteme simetrice de fazori de succesiune directă, inversă și homopolară, care se asociază cu schemele echivalente de succesiune directă, inversă și homopolară. Parametrii schemelor echivalente se calculează după cum urmează [3, 4, 5] :

a) Generatorul sincron

$$X_n = \omega h \frac{L''_d + L''_q}{2}, \qquad (1.)$$

unde:

h este rangul armonicei;

L_d, L_q . inductanțele subtranzitorii din axele d și q.

b) Linii electrice și transformatoare

Pentru liniile electrice aeriene mai lungi de 8 km, pentru cabluri și pentru transformatoare se folosește schema în Π, calculată pentru fiecare armonică în parte.

c) Sarcinile rezistive liniare

$$\underline{Y}_h = \frac{1}{Z_h} = \frac{1}{R + j\,h\,X}$$

$$\underline{Y}_h = G + j\,h\,B \qquad (2)$$

$$\underline{Y}_h = \underline{Y}'_h + \underline{Y}''_h,$$

unde:

R și X sînt rezistența și reactanța părții din sarcină modelată ca o impedanță (care echivalează o putere $\underline{S}' = c\,\underline{S}$);

G și B - conductanța și susceptanța părții din sarcină modelată ca o admitanță (care echivalează o putere $\underline{S}'' = (1 - c)\,\underline{S}$);

c - procentul din sarcină modelat ca o impedanță;

$\underline{S}$ - puterea aparentă totală a sarcinii liniare;

$\underline{Y}'_h$ și $\underline{Y}''_h$ admitanțele părților impedanță, respectiv admitanță din sarcina liniară, pentru armonica h.

d) Sarcinile rezistive neliniare

Dacă se iau în considerare armonicile 3 şi 5:

$$i(t) = B(b_1 U + \frac{3}{4} b_3 U^3 + \frac{10}{16} b_5 U^5) \sin(\omega_0 t + \theta) -$$

$$- B(\frac{1}{4} b_3 U^3 + \frac{5}{16} b_5 U^5) \sin(3\omega_0 t + 3\theta) +$$

$$+ B(\frac{1}{16} b U^5) \sin(5\omega_0 t + 5\theta); \quad (3)$$

unde :

$b_1 = 0{,}509;$

$b_3 = -0{,}308;$

$b_5 = 0{,}198.$

$$B = \frac{2P}{U\left(b_1 U + \frac{3}{4} U^3 + \frac{10}{16} b_5 U^5\right)}, \quad (4)$$

unde:

P este puterea activă a rezistorului neliniar;

U - tensiunea la bornele rezistorului în unităţi relative.

e) Cuptoarele cu arc electric

$$i(t) = \frac{U}{\omega L} \cos\omega t + (-1)^k \frac{U}{\omega L} \quad (5)$$

$$\left[\cos\varphi + \sin\varphi(\varphi + k\pi - \omega t)\right],$$

unde:

U este valoarea efectivă a tensiunii la bornele cuptorului;

ω - pulsaţia tensiuni = $2\pi 50$ rad s^{-1} ;

L - inductivitatea circuitului de alimentare;

φ - defazajul tensiune curent (unghiul de amorsare a arcului electric).

f) Convertizoare cu tiristoare

Pentru un convertizor trifazat dodecafazat, curentul se calculează cu relaţia:

$$i_a = i_I + i_{II} + i_{IV};$$

$$i_I = \frac{1}{2x_c} \int_{\alpha_1}^{\alpha_1+\mu_1} U_c \, d\omega t = \frac{\sqrt{2}\,U}{2x_c} \left[\cos\alpha_1 - \cos\omega t\right];$$

$$\text{cu } \alpha_1 \le \omega t \le \alpha_1 + \mu_1; \quad (6)$$

$$i_{II} = i_I(\alpha_1 + \mu_1) = \frac{\sqrt{2}\,U}{2x_c} \left[\cos_1\alpha - \cos(\alpha_1 + \mu_1)\right];$$

$$\text{cu } \alpha_1 + \mu_1 \le \omega t \le \alpha_1 + \frac{\pi}{3}; ; \quad (7)$$

$$i_{III} = I_d - \frac{\sqrt{2}\,U}{2x_c} \left[\cos\alpha_1 - \cos\omega t\right]; \quad (8)$$

$$\text{cu } \alpha_1 + \frac{\pi}{3} \le \omega t \le \alpha_1 + \mu_1 + \frac{\pi}{3};$$

$$i_{IV} = 0; \quad (9)$$

$$\text{cu } \alpha_1 + \frac{\pi}{3} + \mu_1 \le \omega t \le \alpha_1 + \pi;$$

unde:

$$U_o = \sqrt{2}\,U \sin\omega t, \quad (10)$$

cu : U - valoarea efectivă a tensiunii de alimentare a convertizorului;

I_d - valoarea curentului continuu redresat;

α_1, μ_1 - unghiurile de aprindere, respectiv de comutaţie pentru tiristorul 1;

x_c - reactanţa de comutaţie.

2. Modelul matematic al regimului deformant

Modelul matematic al regimului deformant se compune dintr-un sistem de ecuaţii neliniare şi un sistem de ecuaţii liniare [1, 6].

Pentru reţeaua modelată pe armonica fundamentală se scrie sistemul de ecuaţii neliniare:

$$P_i = \text{REAL} \sum_{k \in M} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_i \underline{U}_k^* \qquad i \in M;$$

$$Q_i = \text{IMAG} \sum_{k \in M} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_i \underline{U}_k^*; \qquad i \in M; \quad (11)$$

în care:

M este mulţimea nodurilor;

$\underline{U}$ - vectorul tensiunilor nodale;

$\underline{Y}$ - matricea admitanţelor nodale.

Pentru reţeaua modelată pentru fiecare armonică se scrie sistemul de ecuaţii liniare:

$$\sum_{k \in M} \underline{Y}_{ik}^{(h)} \underline{U}_k^{(h)} = \underline{I}_i^{(h)}; \quad h \in NA, \quad i \in M; \quad (12)$$

în care:

NA este mulţimea armonicilor superioare;

$\underline{Y}^{(h)}$ - matricea admitanţelor nodale pentru armonica "h";

$\underline{U}$ - vectorul tensiunilor nodale pentru armonica "h";

$\underline{I}^{(h)}$ - vectorul curenților deformanți introduși de către consumatorii deformanți pentru armonica h, rezultați în urma analizei Fourier a curenților nesinusoidali la fiecare nod deformant;

Simplificări importante se pot aduce luînd în considerare corelația care există între ordinul unei armonice și schema echivalentă de succesiune a modelelor elementelor din rețea [3]:

- secvența directă : armonicile 1,4,7,10, 13,...;
- secvența inversă: armonicile 2,5, 8,11,14...;
- secvența homopolară: armonicile 3,6, 9, 12, 15,...

În acest fel schemele rețelei pentru fiecare armonică se reduc la una dintre cele trei scheme de succesiune, valorile parametrilor fiind cele corespunzătoare armonicei studiate.

3. Algoritmul de calcul

Algoritmul folosit în program pentru calculul regimului deformant într-un sistem electroenergetic este prezentat în figura 1 și conține următoarele etape:

1 - se calculează regimul permanent al sistemului considerat, obținîndu-se tensiunile - modul și argument - precum și puterile la noduri;

2 - pentru consumatorii deformanți utilizînd modelul matematic corespunzător se determină spectrul de armonice al curentului prin analiza Fourier a undei de curent utilizînd un algoritm de tip FFT, considerînd că tensiunea aplicată în prima iterație este sinusoidală;

3 - folosind metodele matematice prezentate se modelează rețeaua și se rezolvă ecuațiile liniare (12) pentru fiecare armonică în parte, luînd în considerare injectorii de curenți armonici în rețea din nodurile deformante;

4 - pentru consumatorii deformanți se reface analiza armonică aplicînd valoarea efectivă a tensiunii modelului corespunzător; se obțin noi valori ale curenților armonici;

5 - se reiau punctele 3), 4) și 5) pînă cînd valorile efective ale tensiunilor la bornele tuturor

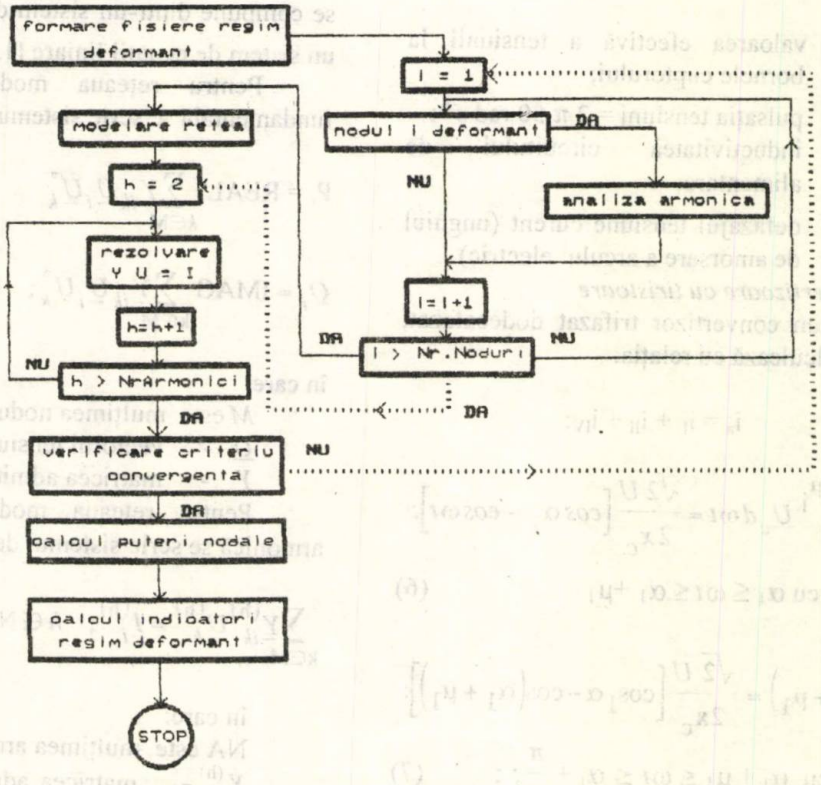


Fig. 1. Algoritmul de calcul (programul REDEF).

consumatorilor deformanţi satisfac un criteriu de convergenţă:

$$\left|U^{it+1}_{\text{noddef}} - U^{it}_{\text{noddef}}\right| < \varepsilon; \qquad (13)$$

unde *it* este contorul de iteraţii, iar ε este valoarea testului de convergenţă.

4. Funcţiile mediului integrat de programe

Mediul de programe este alcătuit din următoarele programe executabile [8]: MENIU_D, TRP, REPER, BINTEXT, AFUN şi REDEF.

► MENIU_D joacă rolul de program manager, prin intermediul căruia se pot apela, cu diferite opţiuni, celelalte trei programe.

► TRP şi REPER sînt două programe dezvoltate în cadrul colectivului de Sisteme Electroenergetice din Universitatea "Politehnica" Bucureşti, care gestionează baza de date şi calculează regimul permanent de funcţionare al reţelei în studiu.

► BINTEXT realizează atît conversia binar text pregătind fişierele de regim permanent pentru editarea parmetrilor specifici regimului deformant, cît şi text → binar, date fiind avantajele în utilizarea fişierelor scrise în mod binar.

Pentru formarea bazei de date programul preia fişierele de regim permanent şi le completează cu elementele specifice regimului deformant.

Fişierului de laturi i se adaugă următorii parametri :

- reactanţa şi susceptanţa de secvenţă homopolară atunci cînd latura este o linie electrică;
- tipul conexiunii (stea sau triunghi) atunci cînd latura este un transformator ;
- valoarea reactanţei de tratare a neutrului transformatoarelor.

Fişierul de date nodale se completează cu:

- tipul receptorului deformant - ţine cont de datele existente despre receptorul în cauză: (ne)deformant, măsurători, model matematic;

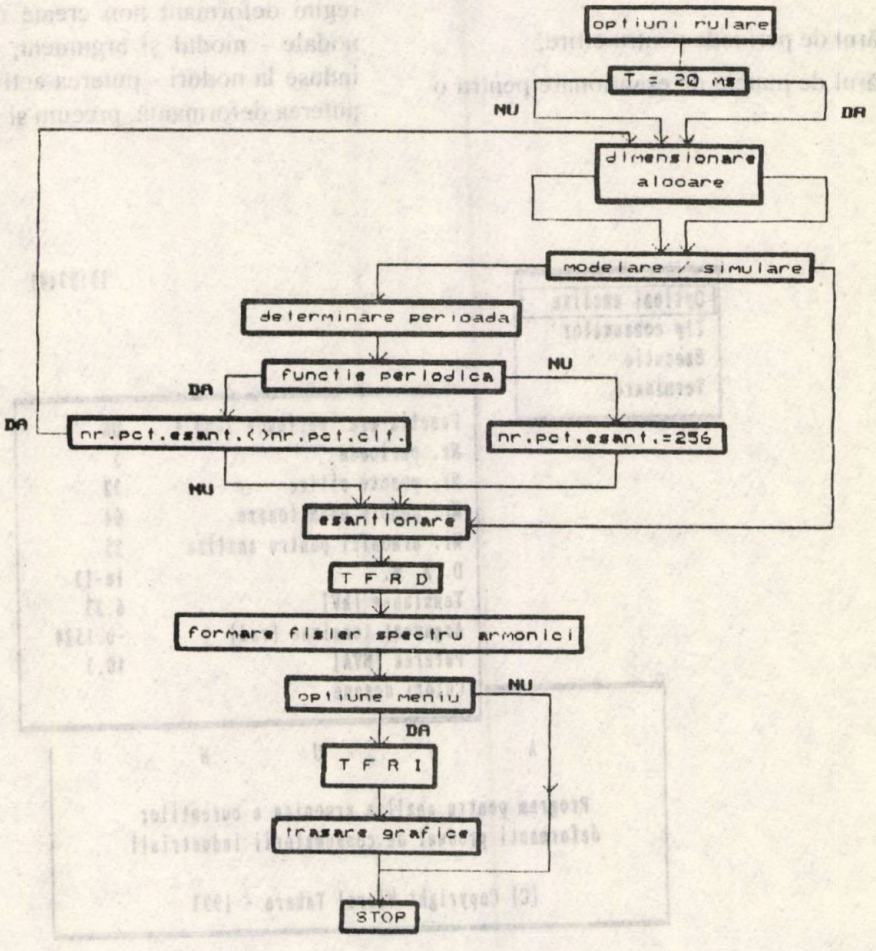


Fig.2. Algoritmul programului AFUN

• proporţia deformantă din puterea totală a receptorului poate lua o valoare pozitivă cel mult unitară ;

• proporţiile din partea de putere consumată în mod nedeformant modelate ca o impedanţă, respectiv ca o admitanţă, în conformitate cu modelul sarcinii liniare.

Fişierul de transformatoare rămîne neschimbat.

► AFUN este programul de analiză Fourier rapidă, care poate fi rulat fie cu opţiunile din linia de comandă, fie cu meniul aferent, care permite vizualizarea formei de undă a curentului deformant pentru consumatorul studiat şi a spectrului de armonici caracteristic. Pentru analiza Fourier rapidă este utilizat algoritmul prezentat în [9].

Există următoarele opţiuni :

• determinarea perioadei în cazul undelor cu perioada diferită de perioada industrială ;

• numărul de puncte de citire pentru o perioadă;

• numărul de perioade pentru citire;

• numărul de puncte de eşantionare pentru o perioadă ;

• numărul de armonice ;

• amplitudinea tensiunii în nodul de racord al consumatorului ;

• faza iniţială a tensiunii ;

• puterea aparentă în nodul de racord ;

• culorile - pentru trasarea fiecărui grafic.

Între opţiuni există anumite corelaţii impuse de calculul transformatei Fourier (de exemplu numărul de puncte de eşantionare trebuie să fie mai mare decît numărul de armonice) pe care programul le verifică şi le ajustează dacă este cazul. De asemenea, s-au introdus blocaje impuse de algoritmul de tip FFT utilizat (de exemplu numărul de puncte de eşantionare trebuie să fie o putere a lui 2).

Programul prezintă o viteză relativ mare de calul (aproximativ 6 secunde pentru 512 puncte de eşantionare pe un calculator IBM-AT 286, 10,6 MHz).

► REDEF este programul de calcul al regimului deformant.

Programul preluînd datele din fişierele de regim deformant nou create determină tensiunile nodale - modul şi argument, puterile deformante induse la noduri - puterea activă, puterea reactivă, puterea deformantă, precum şi indicatorii de regim

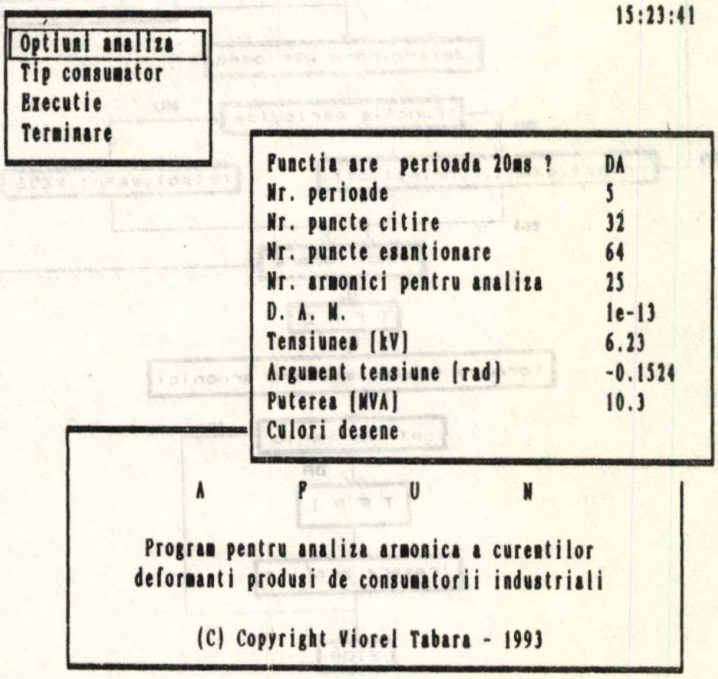


Fig.3. Opţiunile programului AFUN.

deformant - coeficienții de formă, de distorsiune și de vîrf.

În prima fază programul verifică fișierele de date și afișează erorile (care întrerup execuția programului), sau avertismentele. Se formează apoi vectorii :

- CrtDef - curenții deformanți rezultați din analiza Fourier pentru fiecare armonică ;
- Nedef - parametrii consumatorilor care nu sînt generatori de regim deformant ;
- ParLat - parametrii de secvențe directă (inversă) și homopolară ai liniilor ;
- VecTraf - parametrii transformatoarelor.

Verificarea conexității rețelei și a corectitudinii închiderii cuplelor validează continuarea sau abandonarea programului.

Ordonarea rețelei folosește schema Tinney 2 de ordonare [7].

Pentru fiecare armonică se formează matricea admitanțelor nodale și se rezolvă sistemul (12) utilizînd metoda lui CROUT de rezolvare a sistemelor liniare.

Avînd determinate tensiunile la noduri se obțin puterile la noduri.

Toate programele sînt scrise în limbaj C sau C^{++} sub compilator $TurboC^{++}$, în variantă modularizată, ceea ce le conferă o mare flexibilitate. Variabilele sînt alocate în mod dinamic în scopul gestionării optime a memoriei calculatorului, o cerință de bază în cazul rețelelor electroenergetice de dimensiuni mari.

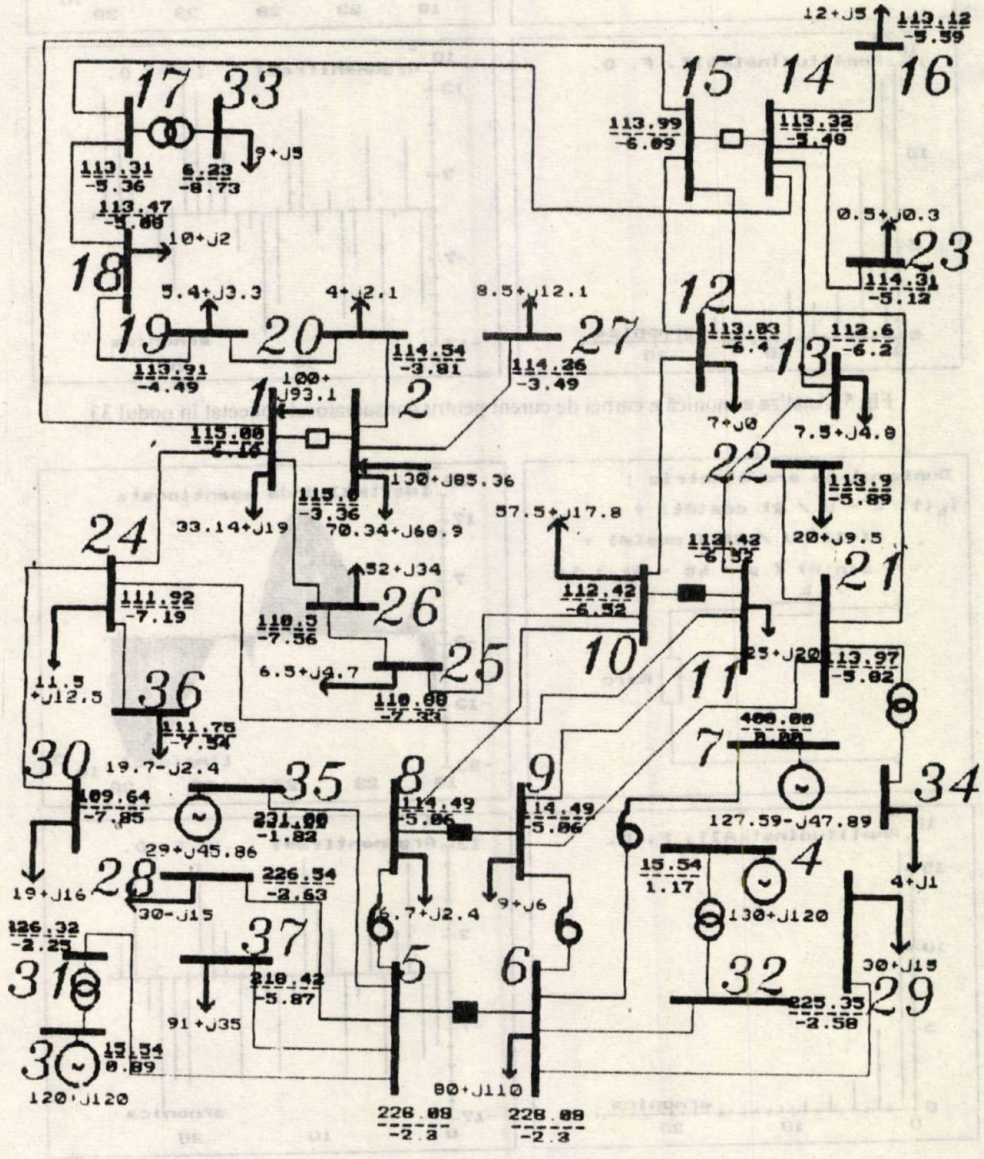


Fig.4. Schema rețelei studiate și rezultatele regimului permanent

5. Testarea programului

Programele alcătuite au fost testate pe o rețea electroenergetică cu 37 noduri pentru care este prezentată schema împreună cu rezultatele de regim permanent în figura 4. Pe schemă sînt indicate numerele nodurilor, puterile generate și

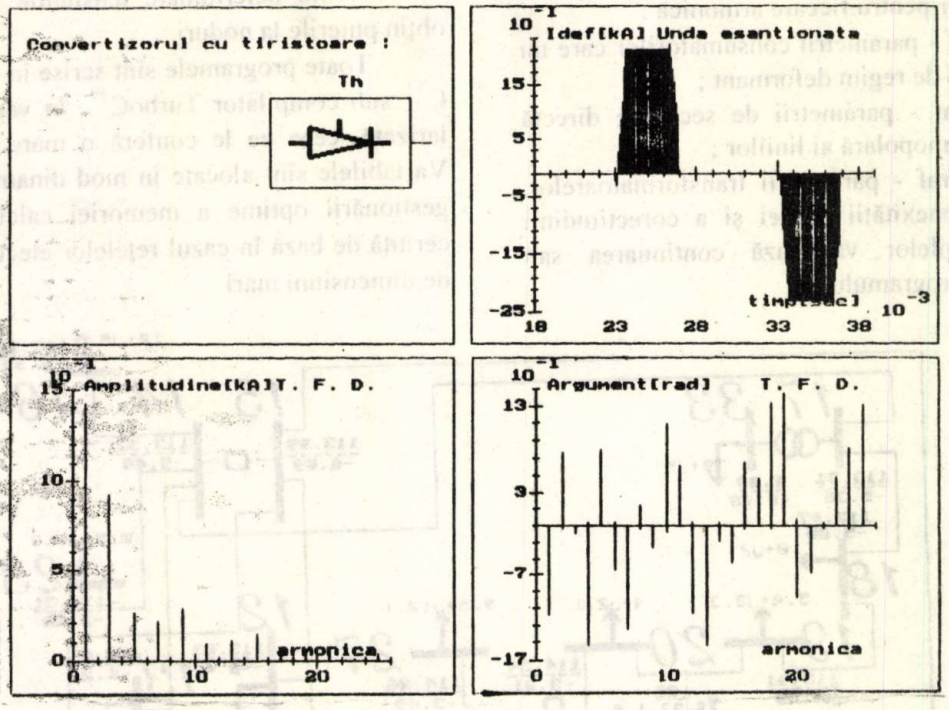


Fig.5. Analiza armonică a curbei de curent pentru consumatorul conectat în nodul 33.

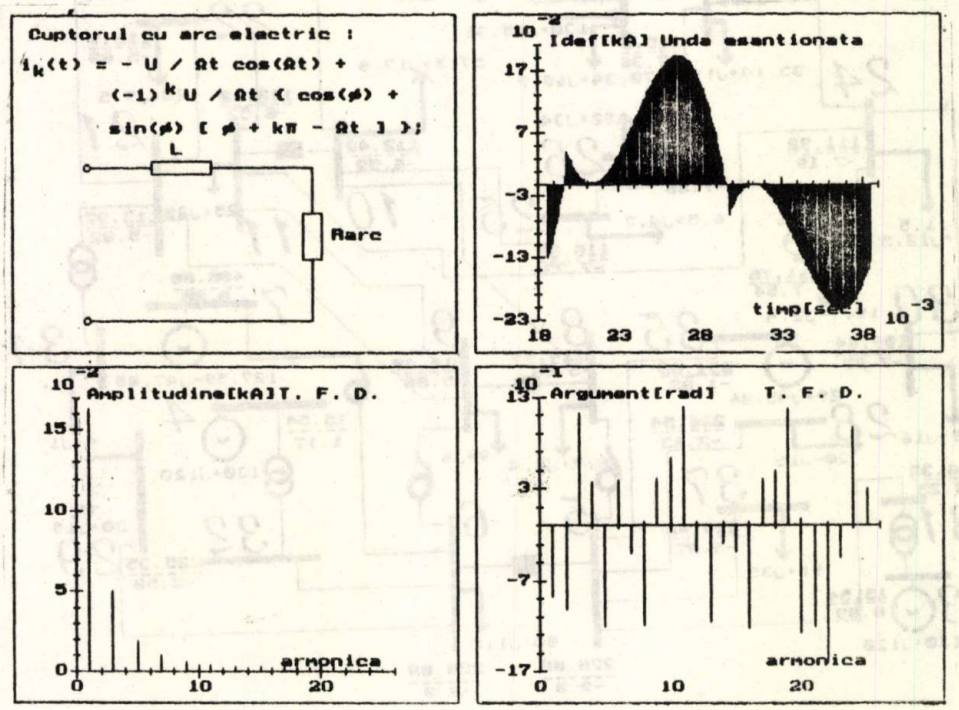


Fig.6. Analiza armonică a curbei de curent pentru consumatorul conectat în nodul 10.

consumate şi tensiunile în urma calculului de regim permanent (de exemplu la nodul 33 puterea consumată este 9 + j5 MVA, iar tensiunea are modulul 6.23 kV şi argumentul -8.73 grd.). În anexă sînt prezentate datele topologice ale reţelei şi datele transformatoarelor utilizate.

Pentru studiu au fost aleşi doi consumatori deformanţi conectaţi la nodurile 10 şi 33, considerîndu-se un raport între consumul deformant şi consumul total al nodului egal cu 0,5, respectiv 1. În figurile 5 şi 6 sînt prezentate rezultatele analizei Fourier obţinute pentru aceşti doi consumatori.Pentru studierea efectului introducerii acestor doi consumatori au fost trasate diagramele tridimensionale din figurile 7, 8 şi 9.

Din figura 7 se observă că regimul deformant introdus de nodul 33 este relativ slab şi nu se transmite în restul sistemului, fapt ce se poate explica prin puterea redusă care este consumată în regim deformant şi prin modul în care acest consumator este legat de restul sistemului (printr-un transformator care are rolul de a "tăia" armonicele superioare de tensiune).

În cazul consumatorului conectat la nodul 10 (fig.8), armonicele superioare de tensiune sînt mult mai puternice şi "poluează" mare parte din sistem. Aceasta se poate explica prin puterea care se consumă în mod deformant la acest nod şi prin faptul că tensiunea de alimentare este totodată o tensiune de transport (110 kV), neexistînd transformatoare de legătură cu restul sistemului care să reducă nivelul armonicelor.

Poate fi observată şi o amplificare a armonicelor de tensiune, iar la nodul 30 se observă apariţia unei rezonanţe pe armonica 13. De remarcat că armonica cea mai poluantă pe ansamblul sistemului este armonica 15.

In figura 9 este prezentată repartiţia armonicilor de tensiune pe nodurile reţelei în cazul în care amîndoi consumatorii sînt conectaţi, cu vedere dinspre "axa armonicelor". Se observă că nodul 10 are o influenţă mult mai mare decît nodul 33; totodată se poate observa nivelul scăzut al armonicelor de ordin par.

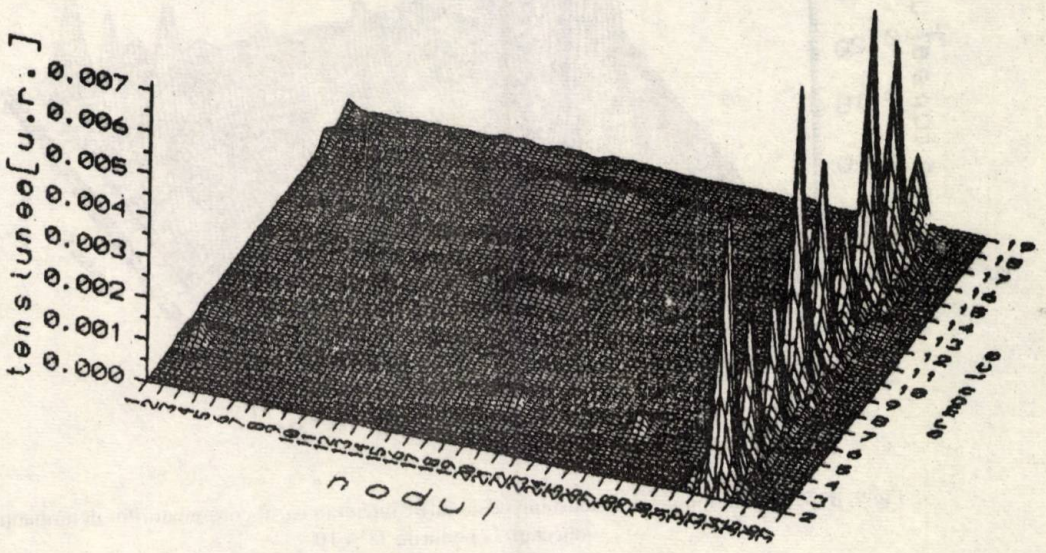


Fig.7. Repartiţia armonicelor de tensiune pe nodurile reţelei în cazul unui consumator deformant conectat la nodul 33.

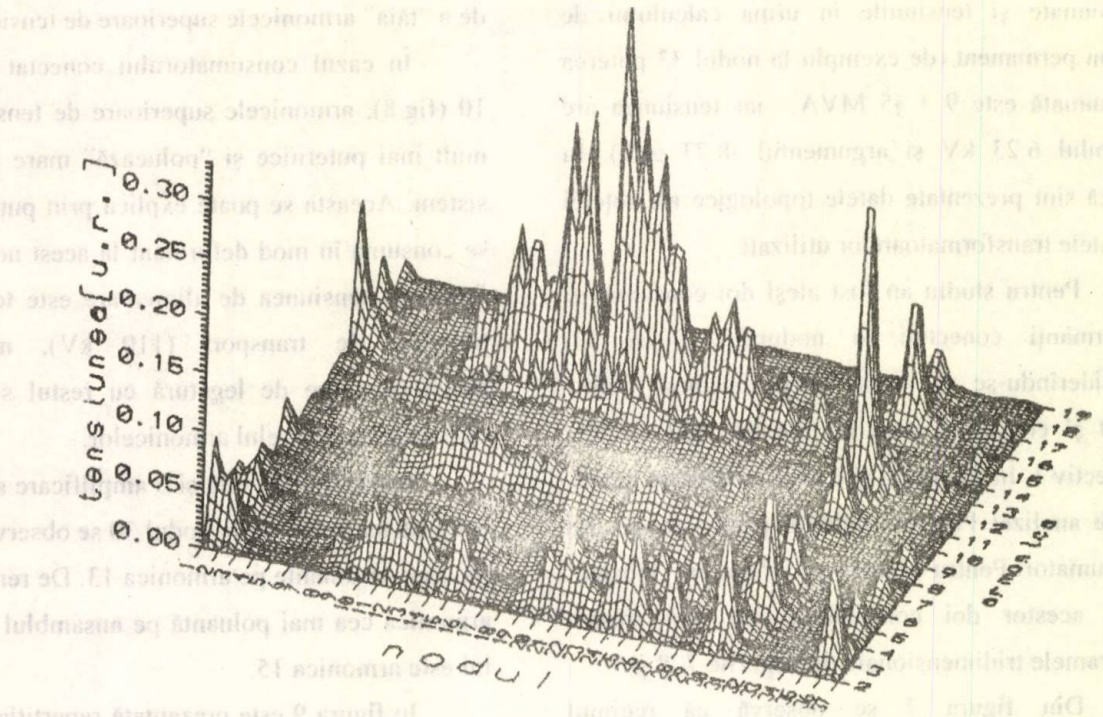


Fig.8. Repartiţia armonicelor de tensiune pe nodurile reţelei în cazul unui consumator deformant conectat la nodul 10.

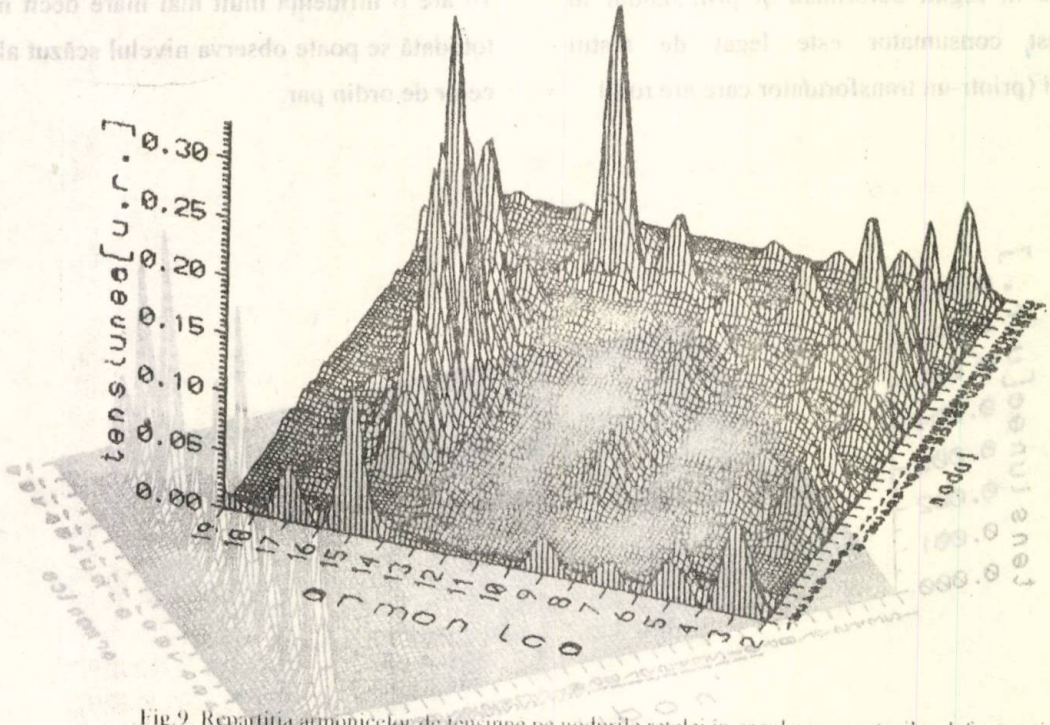


Fig.9. Repartiţia armonicelor de tensiune pe nodurile reţelei în cazul consumatorilor deformanţi conectaţi la nodurile 33 şi 10.

ANEXĂ

Fişier: PROVIO/PROVIO.LAT

I	J	CRC	TIP	PLOT	R	X	BC	Iadm
1	2	0	0	0	0,000	0,000	0,000000	0
1	15	1	0	0	1,870	4,850	0,000034	461
1	26	1	0	0	4,470	14,610	0,000105	537
2	27	1	0	0	1,790	5,850	0,000042	537
2	20	1	0	0	0,830	2,090	0,000015	461
1	24	1	0	0	3,395	9,138	0,000069	485
3	31	1	5	1	0,000	0,000	0,000000	1
4	32	1	5	1	0,000	0,000	0,000000	1
5	8	1	1	12	0,000	0,000	0,000000	1
5	6	0	1	0	0,000	0,000	0,000000	0
5	28	1	0	0	1,480	8,980	0,000061	1716
5	35	1	0	0	3,430	20,910	0,000141	2000
5	31	1	0	0	0,070	0,420	0,000090	600
5	37	1	0	0	5,860	35,730	0,000241	1000
6	7	1	6	10	0,000	0,000	0,000000	1
6	9	1	1	12	0,000	0,000	0,000000	1
6	29	1	0	0	1,480	8,980	0,000061	1000
6	32	1	0	0	0,070	0,420	0,000009	600
8	10	1	0	0	1,980	7,890	0,000059	900
8	9	0	1	0	0,000	0,000	0,000000	0
9	11	1	0	0	1,978	7,892	0,000059	900
9	21	1	0	0	1,030	4,100	0,000030	600
10	12	1	0	0	1,160	3,000	0,000021	500
10	11	0	1	0	0,000	0,000	0,000000	0
11	24	1	0	0	3,420	8,850	0,000061	485
14	15	0	0	0	0,000	0,000	0,000000	0
10	25	1	0	0	2,690	6,990	0,000044	500
11	13	1	0	0	1,210	3,130	0,000022	500
12	15	1	0	0	1,640	4,250	0,000029	500
13	14	1	0	0	2,170	5,640	0,000039	500
14	16	1	0	0	0,910	2,370	0,000016	500
14	17	1	0	0	0,410	1,060	0,000007	500
14	23	1	0	0	1,340	5,340	0,000040	485
15	21	1	0	0	0,720	2,880	0,000021	600
17	18	1	0	0	0,770	1,990	0,000014	440
17	33	1	2	9	0,000	0,000	0,000000	1
18	19	1	0	0	1,260	3,180	0,000023	480
19	20	1	0	0	1,350	3,390	0,000025	485
21	22	1	0	0	0,080	0,800	0,000130	600
21	34	1	4	10	0,000	0,000	0,000000	1
24	36	1	0	0	1,410	3,660	0,000025	500
24	30	1	0	0	4,220	10,900	0,000076	485
25	26	1	0	0	0,920	2,390	0,000017	600

Fişier: PROVIO\TRAFO.PAR

SN	UN	UR	TIP	NP	NPN	A	B	Usc c	CMG	PSC	PMG
200	121,00	231,00	1,25	25	13	0,00520	0,31250	10,00	0,80	485	10
16	6,30	110,00	1,78	17	9	0,00000	0,00000	11,00	1,20	97	2
16	27,50	110,00	1,78	17	9	0,00000	0,00000	9,95	1,20	97	2
25	6,00	110,00	1,78	17	9	0,00000	0,00000	11,00	1,00	130	2
240	15,75	231,00	2,50	5	3	0,00000	0,00000	10,50	0,40	925	10
400	231,00	400,00	1,25	25	13	0,00430	0,07960	11,50	0,50	1020	29

Notă. Notaţiile coloanelor din tabelele de mai sus sînt cele uzual utilizate (vezi [6] sau ghidurile de utilizare ale programelor FAST, RES şi TurboREPER).

Concluzii

Mediul integrat de programe prezentat în această lucrare este o sinteză a activităţii din cadrul colectivului de Sisteme Electroenergetice din cadrul Universităţii "Politehnica" din Bucureşti în acest domeniu [5, 6].

Prin realizarea sa s-a căutat să se pună la dispoziţia celor interesaţi un instrument de calcul puternic, însă uşor de utilizat, în care să fie înglobate toate aspectele analizei regimului deformant.

Rezultatele obţinute, prezentate sub o formă sintetică, se încadrează în criteriile calitative acceptate pentru funcţionarea în regim deformant.

Autorii sînt interesaţi într-un schimb de păreri cu specialişti din cercetare şi producţie pentru îmbunătăţirea algoritmului de calcul şi a modelelor de echipamente folosite, precum şi pentru perfecţionarea funcţiilor Mediului Integrat de Programe.

BIBLIOGRAFIE

[1] Bercovici, M., Arie, A., Poeată, Al. *Reţele electrice. Calculul electric.* Bucureşti, Editura Tehnică, 1974.

[2] Carbone, R., Fantauzzi, M., Gagliardi, F., Testa, A. *Some Considerations on the Iterative Harmonic Analysis Convergence.* International Conference on Harmonics in Power Systems, Atlanta, USA, 1992.

[3] Lo, K.L., Goh, K.M. *Harmonic Analysis for Power Networks,* Electric Power System Research, 10/1986.

[4] Golovanov, N. *Utilizarea energiei electrice şi marii consumatori industriali,* Litografia I.P.B. Bucureşti, 1983

[5] Potolea, E., Pătrăşcoiu, S. *Modelarea matematică a receptoarelor funcţionînd în regim deformant.* Conferinţa de Energetică, Bucureşti, 1986.

[6] Potolea, E., Pătrăşcoiu, S. *Calculul şi analiza regimului deformant din reţelele electroenergetice.* Conferinţa de Energetică, Bucureşti, 1988.

[7] Potolea, E., Tudose, M. *Sisteme electroenergetice,* Bucureşti, Litografia I.P.B., 1989.

[8] Tabără, V. *Mediu integrat de programe pentru calculul regimului deformant.* Proiect de diplomă, U.P.B. 1993.

[9] xxx *Numerical Receipes,* Oxford University, 1990

(Primit la 23 august 1993, acceptat la 11 ianuarie 1994)

Din energetica mondială

SUPRACONDUCTOARE DE MARE PERFORMANŢĂ

Perfecţionarea supraconductoarelor ceramice este în atenţia cercetătorilor unor mari firme din Germania (BASF AG) şi Japonia (Kobe Steel Ltd.) şi de asemenea a Departamentului Energiei din SUA.

Procedeele tehnologice avute în vedere pentru a duce la creşterea conductibilităţii noilor materiale sînt:

- adăugarea unor materiale plastice adecvate pentru reducerea casabilităţii conductoarelor ceramice;
- extragerea din fibra naturală, prin extrudere, a amestecului de fibre cristaline din oxid de cupru, bariu şi itriu cu răşini polimerice;
- fibrele ceramice supraconductoare, expuse unui cîmp magnetic pînă la 8 T, trebuie astfel dispuse încît să se obţină o conductibilitate maximă;
- tratamentul termic al pieselor brute, aşa-numita "ceramică verde", trebuie făcută într-un mediu de oxigen.

Pînă în prezent, supraconductoarele realizate avînd la bază oxizi de cupru, bariu şi itriu permit o densitate de curent de 7500 - 8000 A/cm^2, la o temperatură de 77 - 80 K. Japonezii urmăresc ca printr-un control mai riguros al parametrilor de exploatare anumite supraconductoare cu itriu să atingă o conductibilitate de circa 12000 A/cm^2.

Folosirea argintului,ca strat suport, contribuie de asemenea la creşterea conductibilităţii supraconductoarelor ceramice. Prezenţa argintului facilitează tratamentul termic, influenţează pozitiv procesul de stratificare, favorizează răcirea şi nu este atacat ca urmare a tratamentului de oxigenare la care este supus amestecul.

Imbunătăţiri suplimentare se obţin prin folosirea de pulberi ceramice fine, supuse unor procese de aglomerare şi recoacere la cald pentru a realiza o structură cristalină uniformă.

Prin noile procedee tehnologice aplicate se urmăreşte o creştere a conductibilităţii supraconductoarelor ceramice pînă la 20000 A/cm^2, în prezenţa unui cîmp magnetic de cel puţin 1 T şi temperaturi care să permită o răcire cu azot lichid la circa 80 K.

(Din: x x x , Leistungsfahige Supraleiter. ETZ, nr.5/1993, p 345)

Ing. PETRU COLUMBEANU

ALGORITME ALE PROGRAMELOR PROTECȚIEI DE DISTANȚĂ DIGITALĂ

Ing. STELIAN GAL *,
prof.dr. ing. ALEXANDRU VASILIEVICI **

În rețelele de înaltă şi foarte înaltă tensiune protecția de distanță reprezintă protecția de bază a liniilor electrice aeriene împotriva tuturor tipurilor de scurtcircuite. Protecția de distanță comandă declanşarea întrerupătorului liniei protejate cu o temporizare cu atît mai mică cu cît distanța pînă la locul defectului este mai mică.

Autorii au realizat o protecție de distanță digitală la nivelul unei linii aeriene de 110 kV. Microsistemul de calcul este realizat în jurul unui microprocesor 8080.

Metoda aplicată pentru determinarea impedanței liniei cu defect constă în principal în măsurarea ciclică la intervale de circa 60 ms a amplitudinilor curenților, respectiv tensiunilor.

În lucrare se prezintă algoritmele programelor care asigură funcționarea protecției digitale structurate pe trei niveluri.

The distance protection in the high and very high voltage networks represents the base protection of the overhead electric lines against all types of shortcircuits. The remote protection controls the release of the protected line breaker so that the smaller the distance to the fault place is the smaller time delay is.

The authors have achieved a digital remote protection at the level of a 110 kV overhead line. The microcomputer is based on a 8080 microprocessor.

The method used for determining the impedance of the faulted line consists mainly of the cyclic measuring of the current and voltage amplitudes, at about 60 ms intervals.

The paper presents the algorithms of programs ensuring the operation or the digital protection structured on theree levels.

Descriptori: relee digitale, protecție de distanță, relee electrice

Introducere

Structura hard a protecției de distanță digitale realizată [1] este prezentată în figura 1. În alcătuirea protecției de distanță digitală intră următoarele echipamente:

A) Echipamente de achiziții date din proces care cuprind următoarele blocuri: bloc intrare curenți (TR I/U), bloc intrare tensiuni (TR U/U), bloc circuite de separare galvanică (OPC).Rolul acestor echipamente este de a prelua curenții, tensiunile din circuitele primare (transformatoare de curent, de tensiune), a le transforma în semnale proporționale cu acestea, păstrînd liniaritatea în gama necesară de curenți, respectiv tensiuni , mărimi compatibile cu circuitele statice din echipamentele de prelucrare a datelor din proces. De

* F.R.E. Sibiu
** Catedra de electroenergetică, Facultatea de Electrotehnică, Universitatea Tehnică din Timişoara

asemenea, aceste echipamente realizează separarea galvanică între circuitele primare şi cele secundare.

B) Echipamente de prelucrare date din proces care cuprind următoarele blocuri :bloc circuite de reaxare (SUM-I_M ; SUM-I_B; SUM-U_M ; SUM-U_B), bloc detector de vîrf (DV-I_M ; DV-I_B; DV-U_M: DV-U_B) , bloc divizor (DIV), bloc conversie A-N (CAN-MX), circuite de determinare defazaj U-I (FORM-U; FORM-I; Fi-M; Fi-B). Rolul acestor echipamente este de reaxare a semnalelor preluate din echipamentele de achiziţii de date din proces, de determinare a valorilor maxime ale curentului, respectiv tensiunii, de calcul al modulului impedanţei liniei electrice aeriene cu defect, de stabilire a defazajului dintre curentul şi tensiunea preluată şi de transformare a acestor date analogice în mărimi numerice (digitale), capabile să fie prelucrate de sistemul de calcul şi comandă în timp real.

C) Echipamentul de calcul şi comandă în timp real are rolul de a comanda preluarea valorilor curentului şi tensiunii liniei electrice aeriene cu ajutorul echipamentelor specificate la punctele A şi B, de a rula programele de protecţie şi de a comanda selectiv în caz de defect, deconectarea întrerupătorului liniei electrice aeriene prin intermediul unui echipament de execuţie.

Metoda aplicată pentru determinarea impedanţei liniei cu defect, în cazul protecţiei de distanţă digitală, prezentată în [2], constă, în principal, în măsurarea ciclică la intervale de circa 60 ms a amplitudinilor curenţilor, respectiv tensiunii, prin intermediul detectoarelor de vîrf (DV), modulul impedanţei calculîndu-se prin împărţire cu ajutorul blocului divizor (DIV).

1. Descrierea generală a structurii programelor de distanţă digitale

Programele care asigură funcţionarea protecţiei digitale de distanţă sînt structurate pe trei niveluri (fig.2), după cum urmează :

-nivelul 0 - programul de pregătire date disponibile (P.D.D.);

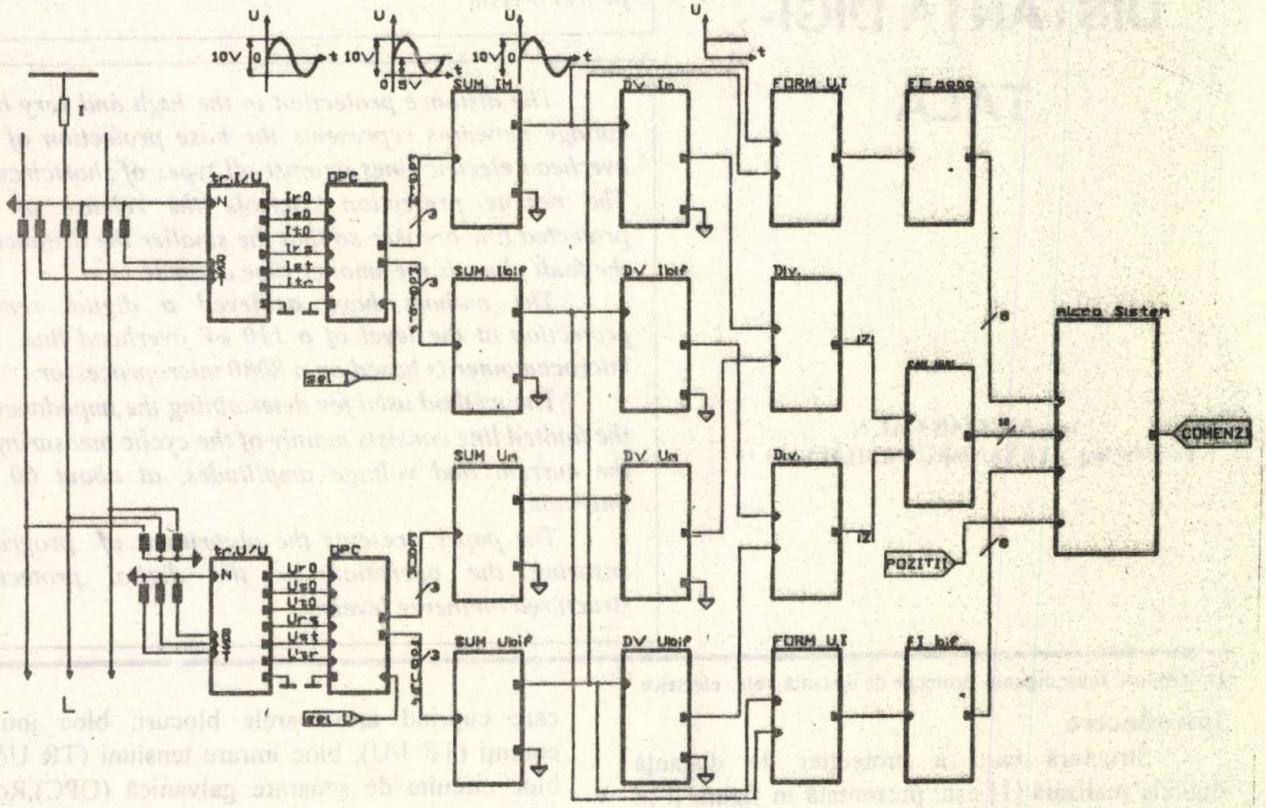


Fig.1

- nivelul 1 - programul de analiză date disponibile (P.A.D.D.) ;

- nivelul 2 - programul principal (P.P.).

Programele astfel structurate permit reflec-

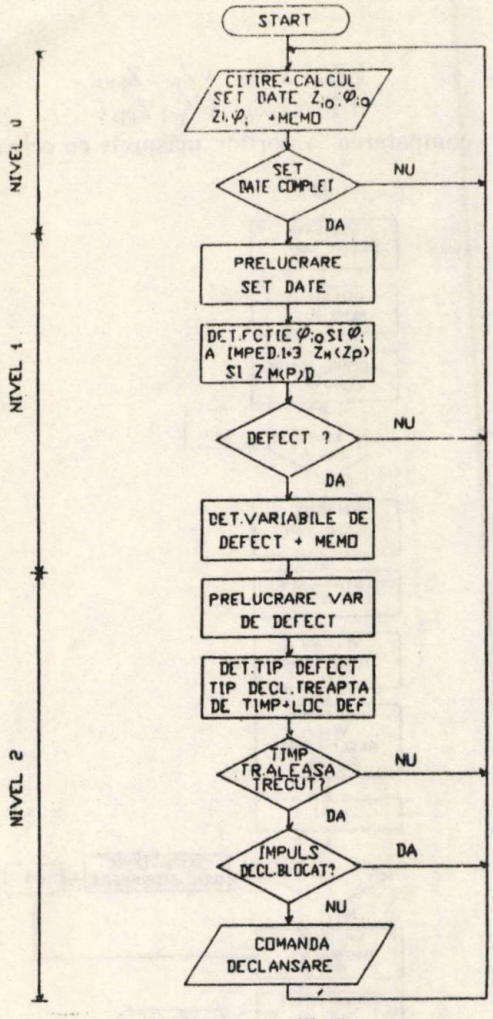


Fig.2.

tarea fidelă a algoritmului protecţiei de distanţă, precum şi o rulare rapidă a acestora.

În vederea cunoaşterii stării de defect a liniei electrice supravegheate, impedanţa determinată se compară cu diagrame de declanşare (fig.3).

În cazul funcţionării fără defect vectorul impedanţă se va afla, funcţie de direcţia şi faza curentului de sarcină, în interiorul domeniilor I sau II. În caz de defect, vectorul impedanţă al liniei defecte se va situa în interiorul domeniilor III (direcţie faţă) sau IV (direcţie spate). O situare a vectorului impedanţă în restul domeniului R/X este posibilă doar în timpul proceselor tranzitorii.

2. Algoritmul programului de pregătire date disponibile (P.D.D.), (nivel 0)

Rolul acestui program este de a pune la dispoziţia programului de nivel 1 mărimile Z_i şi φ_i în vederea analizării lor.

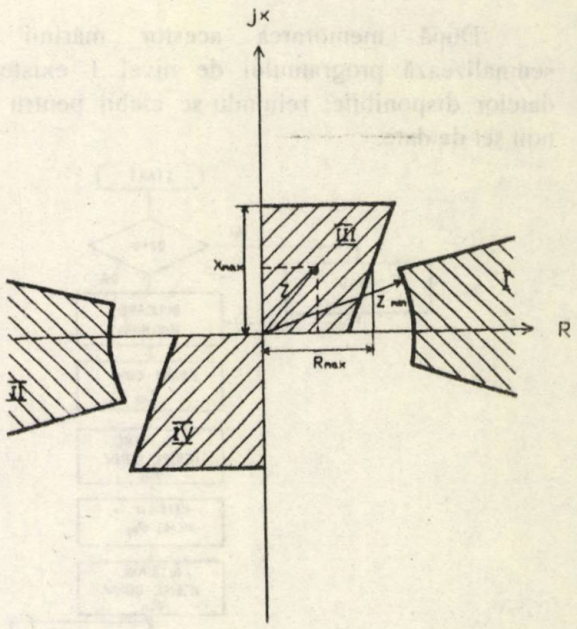


Fig.3

Această funcţie se realizează prin comanda blocurilor optocuploare (OPC), detectoarelor de vîrf (DV), a convertorului analog numeric (CAN) şi a formatoarelor de impulsuri (FI) într-o succesiune convenabilă.

După parcurgerea a trei cicluri de funcţionare se memorează şi semnalizează programului de nivel 1 disponibilitatea următoarelor date :

Z_{RO}, Z_{RS}, φ_{RO}, φ_{RS}

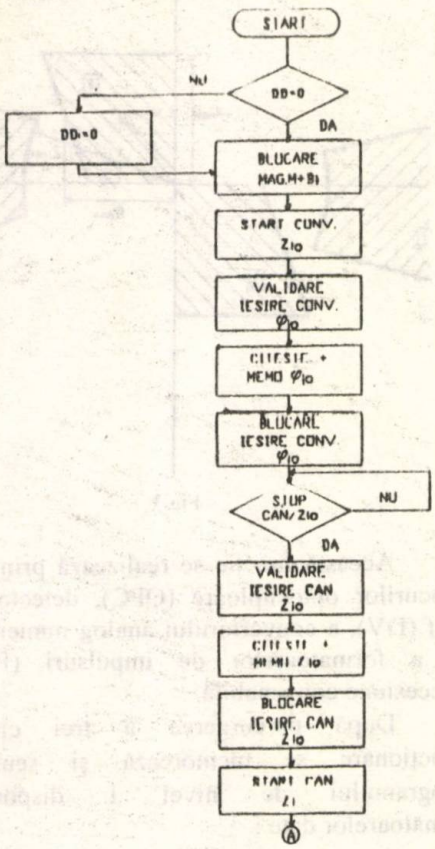
Z_{SO}, Z'_{ST}, φ_{SO}, φ_{ST}

Z_{TO}, Z_{TR}, φ_{TO}, φ_{TR}

Algoritmul acestui program de pregătire date disponibile este prezentat în figura 4. Acesta constă în parcurgerea următorilor paşi:

- determinarea şi memorarea perechii de date Z_{RO}, φ_{RO} ;
- determinarea şi memorarea perechii de date Z_{RS}, φ_{RS} ;
- determinarea şi memorarea perechii de date Z_{SO}, φ_{SO} ;
- determinarea şi memorarea perechii de date Z_{ST}, φ_{ST} ;
- determinarea şi memorarea perechii de date Z_{TO}, φ_{TO} ;
- determinarea şi memorarea perechii de date Z_{TR}, φ_{TR}

După memorarea acestor mărimi se semnalizează programului de nivel 1 existenţa datelor disponibile, reluîndu-se ciclul pentru un nou set de date.



3. Algoritmul programului de nivel 1 de analiză date disponibile (P.A.D.D.)

Rolul acestui program constă în analiza datelor disponibile semnalizate de programul de nivel 0, transmiţînd programului principal (nivel 2):

- dacă există sau nu un defect în linia protejată;
- şase variabile de defect

DFRO,DFSO, DFTO,
DFRS, DFST, DFTR

pe baza cătora programul principal stabileşte timpul de defect al liniei electrice .

Pentru îndeplinirea acestui rol, programul de analiză date disponibile execută următorii paşi:

- preluarea mărimilor Z_{i0} , Z_i , φ_{i0} , φ_i , de la nivelul 0;
- determinarea funcţiei de φ_{i0} , respectiv φ_i a mărimilor $1 Z_M$, $2 Z_M$, $3 Z_M$, Z_{MD}; $1 Z_p$, $2 Z_p$, $3 Z_p$, Z_{PD} ;
- compararea valorilor măsurate cu cele de

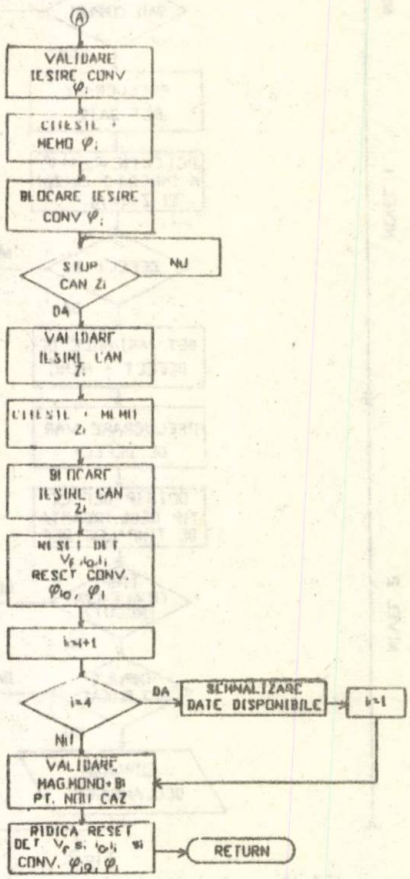


Fig.4

reglaj precizînd zona de defect (1, 2, 3 sau zona de demaraj).

P.A.D.D. mai realizează:

- preluare octeţi de comandă de la programul principal;
- preluare octeţi de semnalizare demaraj de la programul principal;
- preluare ocheţi de semnalizare declanşare de la programul principal;
- preluare comandă START TIMP, STOP TIMP, de la programul principal;
- preluare comandă calcul localizare scurt-circuit de la programul principal;
- preluare comandă POZ.IO de la programul principal ;
- execuţia tuturor comenzilor preluate.

Algoritmul programului de analiză a datelor disponibile este prezentat în figura 5. Acesta constă în parcurgerea următorilor paşi :

- preluarea setului de date pregătite la nivel 0;

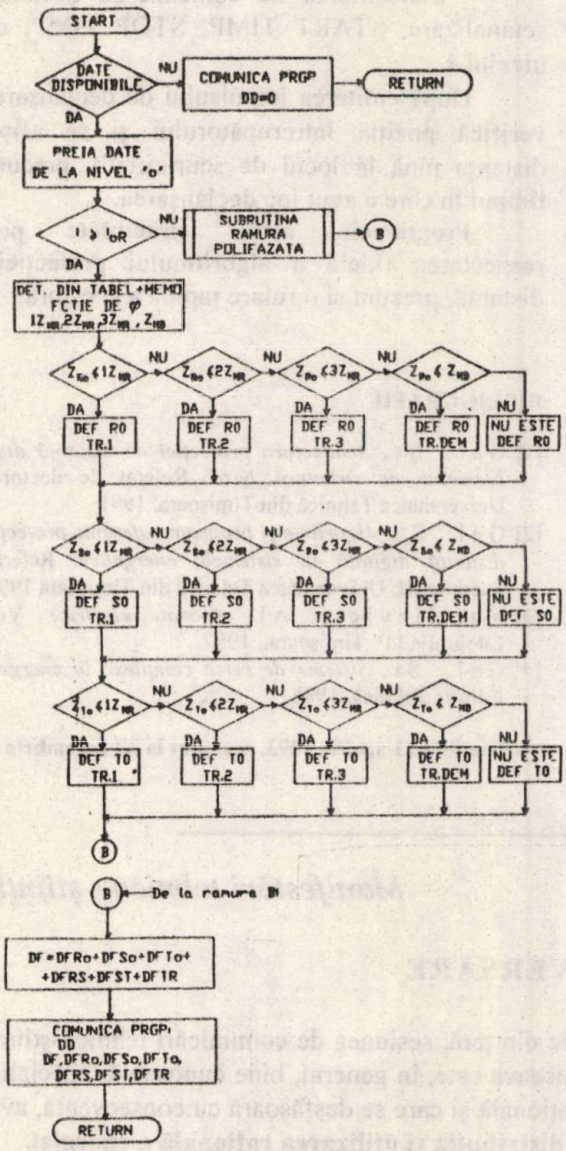


Fig.5

- determinarea existenţei curentului homopolar;
- determinarea funcţiei de unghiul de defazaj, a valorii impedanţelor reglate, corespunzător fiecărei zone de acţionare:

(1 Z_{MR}, 2 Z_{MR} , 3 Z_{MR} , Z_{MD} ,
1 Z_{PR} , 2 Z_{PR} , 3 Z_{PR} , Z_{PD})

- compararea valorilor măsurate cu cele de reglaj precizînd zona de defect şi determinînd variabilele de defect (DF).

După parcurgerea paşilor enumeraţi se semnalizează nivelului 2 dacă există sau nu defect pe linia protejată şi de asemenea se transmit aceluiaşi nivel variabilele de defect.

5. Algoritmul programului principal (P.P.) (nivel 2)

Rolul programului principal este de:
- a prelua datele de defect de la nivelul 1;
- a determina timpul de defect;
- a decide tipul de declanşare şi treapta de timp;

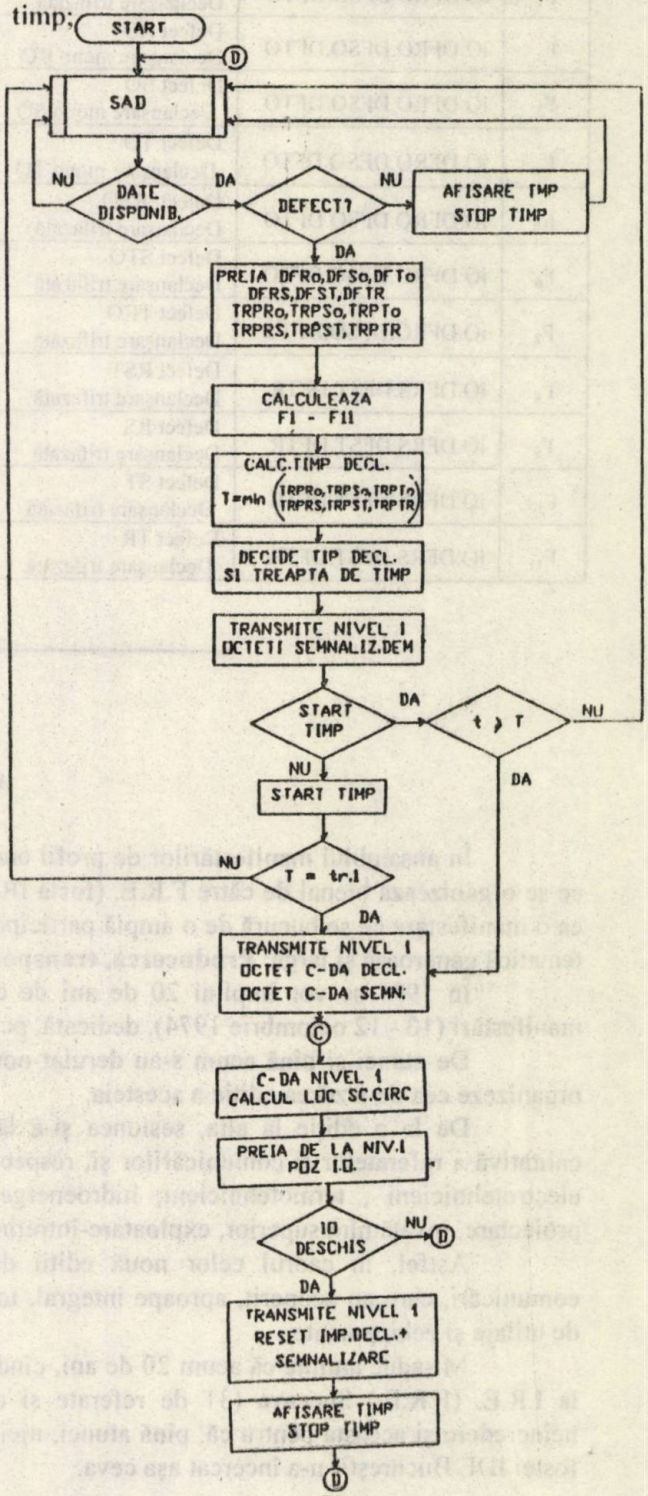


Fig.6.

- a transmite octeţi de comandă semnalizare demaraj declanşare, semnalizare declanşare, START TIMP, STOP TIMP, afişe timp către nivelul 1.

- transmiterea de comenzi de declanşare, semnalizare, START TIMP, STOP TIMP, către nivelul 1.

Tabelul 1

Funcţia	Descrierea funcţiei	Tip de defect Tip de declanşare
F_1	iO.DFRO.DFSO.DFTO	Defect RST Declanşare trifazată
F_2	iO.DFRO.DFSO.DFTO	Defect RO Declanşare mono RO
F_3	iO.DFRO.DFSO.DFTO	Defect SO Declanşare mono SO
F_4	iO.DFRO.DESO.DFTO	Defect TO Declanşare mono TO
F_5	iO.DFRO.DFSO.DFTO	Defect RSO Declanşare trifazată
F_6	iO.DFRO.DFSO.DFTO	Defect STO Declanşare trifazată
F_7	iO.DFRO.DFSO.DFTO	Defect TRO Declanşare trifazată
F_8	iO.DFRS.DFST.DFTR	Defect RST Declanşare trifazată
F_9	iO.DFRS.DFST.DFTR	Defect RS Declanşare trifazată
F_{10}	iO.DFRS.DFST.DFTR	Defect ST Declanşare trifazată
F_{11}	iO.DFRS.DFST.DFTR	Defect TR Declanşare trifazată

- transmiterea de comenzi de declanşare, semnalizare, START TIMP, STOP TIMP, către nivelul 1.

După emiterea impulsului de declanşare, se verifică poziţia întrerupătorului şi se afişează distanţa pînă la locul de scurtcircuit, precum şi timpul în care a avut loc declanşarea.

Programele astfel structurate permit respectarea fidelă a algoritmului protecţiei de distanţă, precum şi o rulare rapidă a acestora.

BIBLIOGRAFIE

[1] Gal, St. *Arhitectura protecţiei de distanţă digitale. Elemente de structură hard.* Referat de doctorat II, Universitatea Tehnică din Timişoara, 1991

[2] Gal, St. *Algoritme şi programe aferente protecţiei de distanţă digitală în sistemele energetice.* Referat de doctorat III, Universitatea Tehnică din Timişoara 1992.

[3] Vasilievici, Al. *Aparate electrice.* Vol. II Litografia I.P. Timişoara,. 1987.

[4] Gal, St. *Sisteme de relee complexe în energetică* . Editura Tehnică, 1988.

(Primit la 21 aprilie 1993, acceptat la 27 decembrie 1993)

Manifestări tehnico - ştiinţifice

ANIVERSARE

În ansamblul manifestărilor de profil energetic din ţară, sesiunea de comunicări tehnico-ştiinţifice ce se organizează bienal de către F.R.E. (fosta IRE) Suceava este, în general, bine cunoscută specialiştilor ca o manifestare ce se bucură de o amplă participare naţională şi care se desfăşoară cu consecvenţă, avînd o tematică generoasă şi largă: **Producerea, transportul, distribuţia şi utilizarea raţională a energiei.**

În 1994 se vor împlini 20 de ani de cînd a fost organizată la Suceava prima ediţie a acestei manifestări (10 - 12 octombrie 1974), dedicată, pe atunci, sărbătoririi **"Zilei energeticianului".**

De atunci şi pînă acum s-au derulat nouă ediţii ale acestei manifestări, urmînd ca în 1994 să se organizeze cea de-a zecea ediţie a acesteia.

De la o ediţie la alta, sesiunea şi-a lărgit progresiv aria tematică prin creşterea numerică şi calitativă a referatelor şi comunicărilor şi, respectiv, a numărului de participanţi - specialişti energeticieni, electrotehnicieni , termotehnicieni, hidroenergeticieni şi de alte profiluri din reţeaua de cercetare - proiectare, învăţămînt superior, exploatare-întreţinere, construcţii- montaj etc., din întreaga ţară.

Astfel, în cadrul celor nouă ediţii desfăşurate ale sesiunii s-au prezentat 1035 referate şi comunicări, care au acoperit, aproape integral, toate subdomeniile activităţii energetice, inclusiv producţia de utilaje şi echipamente.

Mi-aduc aminte că acum 20 de ani, cînd am iniţiat prima sesiune de comunicări tehnico-ştiinţifice la I.R.E. (F.R.E.) Suceava (31 de referate şi comunicări), mulţi de întîmpinat-o cu rezervă şi chiar neîncredere şi aceasta pentru că, pînă atunci, nici o altă unitate de exploatare similară din ţară (cu excepţia fostei IDE Bucureşti) n-a încercat aşa ceva.

Pe parcurs însă, prin perseverență și seriozitate, sesiunea a cîștigat treptat încrederea specialiștilor, astfel că la ora actuală aceasta este printre puținele manifestări tehnico-științifice de profil energetic din țară cu tradiție și care-și păstrează continuitatea. Începînd cu a 4-a sa ediție (6 - 7 noiembrie 1980) sesiunea este structurată pe trei secții, care s-au menținut neschimbate pînă la a 8-a ediție (2 - 3 iunie 1989):

- *secțiunea I* : **Economisirea energiei electrice și reducerea c.p.t. în rețelele sistemelor electroenergetice. Surse convenționale și neconvenționale de energie electrică;**
- *secțiunea a II-a* : **Instalații electrice de automatizare, protecție și control în rețelele sistemelor electroenergetice. Conducerea și siguranța exploatării rețelelor sistemelor electroenergetice;**
- *secțiunea a III-a:* **Comportarea în exploatare a echipamentelor și materialelor electroenergetice . Noi soluții constructive și de proiectare a rețelelor electrice.**

Începînd cu a 5 -a ediție a sesiunii (12 - 13 noiembrie 1982) a fost inclusă în programul manifestării o grupă de lucrări deosebite, ce s-au susținut și se susțin în plenul acestei manifestări.

Cea de a 7-a ediție a sesiunii (22 - 23 mai 1987) înregistrează cel mai mare număr de referate și comunicări: 223 cu 415 autori. Aceasta a conferit sesiunii dimensiunile și amploarea unei autentice conferințe naționale de energetică. În continuare, sesiunea s-a stabilizat la peste 100 referate și comunicări cu 180 - 220 de autori. În cadrul celei de a 9-a ediții (21 - 22 mai 1992) a sesiunii (111 lucrări și 191 autori) denumirile și conținutul celor trei secțiuni au suferit unele modificări:

- *secțiunea I:* **Optimizarea consumurilor energetice. Calitatea energiei;**
- *secțiunea a II-a:* **Instalații de automatizare, protecție și control în sistemele energetice. Sisteme teleinformatice. Conducerea și siguranța sistemelor energetice;**
- *secțiunea a III-a* : **Comportarea în exploatare a echipamentelor și materialelor energetice. Noi soluții constructive și de proiectare a instalațiilor energetice. Retehnologizare.**

Lecturînd programele celor nouă ediții ale sesiunii, întîlnim o întreagă pleiadă de nume de specialiști de marcă, unii încă în plină activitate, alții retrași din motive de vîrstă, alții plecați din țară, iar alții trecuți în lumea umbrelor. Oameni și lucrări, lucrări și oameni. Nume de mari specialiști recunoscuți pe plan național și internațional, plecați dintre noi prea repede, înnobilează istoria acestei manifestări: acad. Paul Dimo, prof dr.doc. ing. I.S. Antoniu, prof.dr. ing. Gh. Savin, dr. ing. Andrei Cristovici ș.a.

Dar și nume aflate în plină activitate onorează sesiunea de comunicări tehnico-științifice de la F.R.E. Suceava: prof. dr. doc. ing. A. Țugulea - m.c. al Academiei Române, prof. dr. ing. Gleb Drăgan - m.c. al Academiei Române; prof. dr. ing. H. Rosman; prof. dr. ing. A. Arie; prof. dr. ing. D. Cristescu; prof . dr. ing. Al. Poeată și alții .Revista Energetica a inclus în paginile ei, de-a lungul anilor, cronicile edițiilor acestei manifestări, precum și unele dintre cele mai importante lucrări prezentate la diferite ediții ale sesiunii, semnate de reputați autori - cadre didactice universitare, cercetători, proiectanți etc. Majoritatea lucrărilor s-au publicat, însă , în revista "Energetica supliment", editată de Oficiul de Informare Documentare al M.E.E. (astăzi Centrul de Informare Documentară al RENEL).

În ceea ce privește lucrările ediției a 9-a, ele au fost tipărite (după desfășurarea lucrărilor sesiunii) în patru volume care s-au difuzat în toate unitățile RENEL și în instituțiile de învățămînt superior , care au avut participanți la sesiune.

De asemenea, amintim faptul că revista Energetica a inclus în numărul dublu 2 - 3/1981 lucrări selectate din programul celei de-a 4 -a ediții a sesiunii de comunicări tehnico-științifice de la Suceava. De fapt aceste două numere ale revistei au fost rezervate exclusiv pentru lucrările acestei manifestări: cronică, lista rapoartelor, rapoartele de sinteză și 16 comunicări aparținînd participanților la sesiune. Lucrările publicate au acoperit, în cea mai mare parte, întreaga tematică a sesiunii.

Sub aspectul conținutului este de reținut faptul că cele mai multe lucrări au fost în mare parte originale, trasînd direcții de dezvoltare a energeticii românești, chiar dacă, din cauza unui centralism excesiv, nu au putut fi toate concretizate.

Sînt de enumerat, în acest sens, primele începuturi ale promovării informaticii în energetică, perturbații în sistemele electroenergetice, siguranța în funcționarea instalațiilor energetice, optimizarea funcționării sistemelor energetice, conducerea sistemelor energetice, valorificarea superioară a resurselor energetice ale țării, economisirea și utilizarea rațională a energiei și altele.

Dincolo de interesul tehnico-ştiinţific în sine pe care l-a avut şi-l are această manifestare, am vrea să vedem că larga participare la Suceava a unor nume de prestigiu din energetica românească, se datorează şi ambianţei, cadrului natural al zonei - unic în ţară şi prin particularităţile sale istorice -, oamenilor acestor locuri, dar şi organizatorilor, care au încercat să-şi îndeplinească cît mai bine datoria ce în mod deliberat şi-au asumat-o. Dar generaţiile de oameni (de la care nu fac excepţie specialiştii) se duc şi vin. Este plăcut şi chiar reconfortant să aniversăm astfel de evenimente, care reîmprospătează memoria, reamintind lucruri care la timpul lor au fost necesare şi continuă să fie necesare şi astăzi.

Desigur că 20 de ani nu este un timp prea lung, dar el marchează o speranţă de perenizare a acestei manifestări, în acest colţ de ţară în care istoria se împleteşte cu legenda. Să sperăm, deci, că generaţiile care vin vor continua tradiţia acestei manifestări şi-i vor mări prestigiul la nivelul noilor cerinţe ale vremurilor mai bune pe care le aşteptăm. *)

*) Lucrările celei de-a X -a sesiuni de comunicări tehnico-ştiinţifice-F.R.E. Suceava 1994, se vor desfăşura comasat cu lucrările celui de-al VII-lea Simpozion Naţional de Reţele Electrice la Suceava, în zilele de 14, 15 şi 16 septembrie 1994.

Ing. Romulus Sfichi-F.R.E. Suceava

Din energetica mondială

INSTALAŢIE ELECTRONICĂ PENTRU ANCLANŞAREA AUTOMATĂ A REZERVEI

Instalaţiile de anclanşare automată a rezervei (AAR), folosind soluţii electronice, înlocuiesc instalaţiile realizate cu relee electromecanice. Instalaţia prezentată în cele ce urmează se bazează pe o comandă de acţionare cu programe memorizate (Speicherprogrammierbaren Steuerung-SPS). Organul central al instalaţiei este un subansamblu SIMATIC S5-95U. Domeniul de aplicare şi modul de acţionare ale noilor instalaţii nu diferă în principiu de acelea ale AAR clasice. Astfel, se efectuează controlul tensiunilor pe cele două surse (principală şi de rezervă), blocare AAR în cazul unui scurtcircuit nelichidat în zona barei de distribuţie care trebuie asigurată etc. Alimentarea cu tensiune operativă a AAR electronice se face de la transformatoarele de măsură, conectate la cele două surse de alimentare. Pentru a se evita acţionarea nedorită a AAR în cazul unor căderi de scurtă durată a tensiunii (căderi de pînă la 50 ms), instalaţia este prevăzută cu un element de blocaj adecvat.

Instalaţia electronică AAR este montată într-un cofret ataşabil pe un panou sau pe un perete, avînd o placă frontală pe care este arătată schema sinoptică a principalelor circuite de comutaţie primară aferente AAR. La placa de conexiuni a cofretului sînt aduse toate informaţiile funcţionale care să permită simularea întregului set de programe AAR, cu ajutorul unui dispozitiv de testare special conceput. Datorită unei scheme simple, instalaţia nu necesită o memorie de date şi nici o baterie tampon. În cazul dispariţiei tensiunii la ambele alimentări de forţă, instalaţia se autorepune în funcţie la restabilirea oricăreia din alimentări, cu aplicarea programului corespunzător din staţia de distribuţie.

Instalaţia electronică AAR permite obţinerea şi altor facilităţi tehnice, ca: semnalizarea unor perturbaţii în funcţionarea normală, independent de pornirea unei acţiuni AAR; autosupravegherea şi înregistrarea derulării în timp a unui ciclu AAR şi a acţionării întrerupătoarelor.

Pînă în prezent sînt realizate instalaţii AAR electronice pentru următoarele configuraţii de scheme de alimentare:

- bară de distribuţie cu alimentare dublă, de bază şi de rezervă;
- staţii de distribuţie cu schemă H;
- două linii de alimentare cu sau fără cuplă între ele;
- staţii cu două sau trei transformatoare coborîtoare, conectate la un sistem dublu de bare de distribuţie şi regim de funcţionare la alegere între mai multe posibile, în funcţie de condiţiile de exploatare ale consumatorilor .

Deoarece în prezent cerinţele de siguranţă a alimentării cu energie electrică au devenit foarte pretenţioase, construcţia instalaţiilor are un grad de redundanţă sporit. Complexitatea instalaţilor, care rezultă de aici, nu poate fi satisfăcută , în ce priveşte AAR, decît de o instalaţie electronică, mult mai uşor de adaptat şi programat.

(Din: Clemens,T., Kort,M.; Elektronische Umchaltautomatik. ETZ 5/1993, pag.348-349)

Ing. PETRU COLUMBEANU

RELAŢIA DINTRE REVISTA "ENERGETICA" ŞI ACTIVITATEA DE EXPLOATARE

Între revista Energetica şi activitatea de exploatare a reţelelor electrice de transport şi distribuţie există o relaţie de colaborare, benefică pentru ambele părţi, care datează de peste 40 de ani, de la înfiinţarea revistei Energetica. Pe o perioadă foarte mare de timp din acest interval (de exemplu 1974 - 1989) Energetica a reprezentat chiar singura revistă de specialitate a energeticienilor din România. În prezent, publicaţia "Producerea, transportul şi distribuţia energiei electrice", reluată după o întrerupere de 15 ani, a preluat o parte din preocupările energeticienilor implicaţi în activitatea de exploatare. În acest context se pune problema redefinirii relaţiei dintre revista Energetica şi activitatea de exploatare.

Avînd în vedere reprezentativitatea şi nivelul ştiinţific al revistei Energetica, profesionalitatea membrilor Colegiului de Redacţie (specialişti energeticieni din toate domeniile de activitate - cercetare, proiectare, învăţămînt, exploatare), audienţa sporită atît în ţară, cît şi în străinătate, posibilităţile de schimb de informaţii cu alte publicaţii sau instituţii, considerăm deosebit de utilă, şi pe viitor, continuarea colaborării dintre revista Energetica şi activitatea de exploatare, ca o relaţie biunivocă, şi anume:

- dinspre exploatare spre revistă: publicarea în revistă, de către specialiştii din DGTDEE şi din FRE, a unor date privind comportarea în exploatare a instalaţiilor de transport şi distribuţie, soluţii deosebite aplicate în exploatare, rezumate ale lucrărilor prezentate în cadrul întîlnirilor de lucru, simpozioanelor, meselor rotunde organizate de DGTDEE cu teme privind exploatarea reţelelor electrice, descrieri de avarii etc., prezintă avantajul obţinerii unor informaţii primare directe, care pot fi de o deosebită utilitate în vederea comparării şi găsirii de soluţii de îmbunătăţire a activităţii de către alţi specialişti ce lucrează în acelaşi domeniu sau în cercetare, proiectare, învăţămînt.

- dinspre revistă spre exploatare : publicarea prin grija grupelor de specialitate ale Colegiului de Redacţie a unor materiale ce interesează exploatarea, şi anume:

- informaţii provenite din alte ţări care interesează activitatea DGTDEE (tehnologii şi soluţii noi, conducerea operativă, tarifarea, extinderea serviciilor etc.);
- reclame de aparate, utilaje, scule şi dispozitive;
- sinteze de lucrări sau date statistice (criterii de performanţă), care privesc exploatarea publicate în cadrul unor organizaţii internaţionale - CIGRE, CIRED, UNIPEDE (ca supliment al revistei);
- concluziile unor mese rotunde sau expoziţii de echipamente, utilaje, organizate prin grija redacţiei cu diverşi furnizori şi după caz cu DGTDEE.

Pentru organizarea unor relaţii avantajoase în sensurile arătate considerăm că trebuie asigurate legături mai strînse între Colegiul de Redacţie al revistei şi Direcţia Tehnică, Exploatare şi Reparaţii din DGTDEE, pentru coordonarea şi organizarea acţiunilor menţionate.

Aceasta se poate realiza, de exemplu, prin cooptarea unor specialişti ai DGTDEE în Colegiul de Redacţie, participarea lor la şedinţele Colegiului şi Birourilor de Redacţie, informarea reciprocă între DGTDEE şi redacţia revistei asupra programului de manifestări ştiinţifice şi, după caz, organizarea unor acţiuni comune (mese rotunde) pe teme prioritare ale activităţii de exploatare.

Racordarea la UCPTE, starea tehnică a instalaţiilor şi unele fenomene deosebit de complexe, apărute ca urmare a unor avarii de sistem, reclamă necesitatea colaborării între specialiştii care lucrează în cercetare, proiectare, învăţămînt superior şi exploatare, în cadrul unor colectivităţi mixte, în vederea dezbaterii în revista Energetica a unor direcţii privind retehnologizarea instalaţiilor existente, îmbunătăţirea activităţilor de întreţinere şi revizii, precum şi problematica apărută în relaţia furnizor- consumator.

Ing. ION CONECINI

Nota Redacţiei: Mulţumind pentru opinia exprimată de directorul general al DGTDEE Colegiul de Redacţie subliniază faptul că a luat deja măsuri pentru asigurarea unei "legături mai strînse" cu DGTDEE, prin includerea în rîndul membrilor săi a doi specialişti de înaltă calificare, dintre care unul este cooptat în Biroul de Redacţie.

În revista Energetica, seria A, în anul 1994 au apărut următoarele materiale:

Nr.2

EDITORIAL

ORIENTĂRI ÎN ENERGETICĂ

KLAUS BRENDOW: Problemele Europei de Vest şi de Est privind o dezvoltare energetică durabilă - evaluare comparativă

CENTRALE TERMOELECTRICE

MIRCEA CÂRDU: Soluţii constructive speciale aplicabile în fabricaţia de turbine cu abur

CENTRALE HIDROELECTRICE

DUMITRU SPIRIDON: Căile prioritare de mărire a gradului de utilizare a potenţialului hidroenergetic din România

ALIMENTARE CU CĂLDURĂ

CONSTANTIN NEAGA: Calculul economic privind proiectarea şi verificarea izolaţiei termice

VICTOR ATHANASOVICI, CRISTIAN RĂDUCANU: Modelarea regimurilor de funcţionare "nenominale-stabilizate" ale instalaţiilor pentru livrarea căldurii sub formă de apă fierbinte din CET

MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE

CĂLIN MIHĂILEANU: Simpozinul cu tema "Eficacitatea energetică şi tranziţia economică în ţările Europei Centrale şi Orientale"

VLADIMIR CONSTANTINESCU, CĂLIN TEODORESCU, ROMULUS HELJU, GABRIEL ROMAŞCU: Seminarul "Reabilitarea centralelor termoelectrice cu luarea în considerare a protecţiei mediului ambiant"

* * * Conferinţa Naţională a Societăţii Române de Termodinamică

RECENZII

GEORGE CHERCEA : Basu, P., Fraser, S.A. Circulating Fluidized Bed Boilers Desing and Operations (Cazane cu strat fluidizat în circulaţie. Concepţie şi exploatare)

Nr.3

EDITORIAL

ALIMENTARE CU CĂLDURĂ

VICTOR ATHANASOVICI, ION SOTIR DUMITRESCU, CRISTIAN RĂDUCANU, ADRIAN CĂPRARU: Analiza pe baza randamentului energetic global a CET cu abur

CENTRALE TERMOELECTRICE

CONSTANTIN NEAGA : Optimizarea construcţiei generatoarelor de abur cu parametri nominali reduşi

IOANA IONEL, CORNEL UNGUREANU, FLORIANA STOIAN: Unele consideraţii privind construcţia şi funcţionarea cazanului ABA 2. 1. Denoxarea gazelor de ardere prin procedeul SNCR cu injecţie de amoniac

CHIMIA ÎN ENERGETICĂ

AURELIA BOLMA, MARIETA OPREA, VIRGIL BĂDESCU, MIHAI RADU, ELEONORA CERBU: Identificarea impurificatorilor organici din circuitul termic al generatoarelor de abur prin spectrometrie de masă şi cromatografie de gaze

ENERGETICA ÎN UNITĂŢI ECONOMICE

NICOLAE LEONĂCHESCU, EMANUEL DARIE : Consideraţii teoretice privind energetica proceselor de frînare

MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE

GABRIEL ROMAŞCU, ION MARCU: Simpozionul "Tehnologii de utilizare a cărbunelui", Helsinchi, 10 - 13 mai 1993

MARIA ANGHEL, ELEONORA ATAMAN, GABRIEL ROMAŞCU : Conferinţa UNIPEDE "Producerea energiei în termocentrale şi mediul ambiant", Hamburg 1 - 3 septembrie 1993

DIN ENERGETICA MONDIALĂ

RECENZII

GEORGE CHERCEA: Effenberger, H.Dampferzeuger-2. durchges. Auflage (Generatoare de abur, ediţia a 2-a revăzută)

EUGENIU PAVEL : Revista TERMOTEHNICA

DE PERSONIS

CONTENTS

EDITORIAL 103-104

TRENDS IN ENERGY POLICY

WALTER C. PATTERSON.: Demand-Side Management: from West to East ? 105-111

ENERGY SYSTEMS CONTROL AND AUTOMATION

DORU PĂUNESCU, FELICIA LAZĂR: Considerations on a SEN rescue in case of severe failures 112-122

MIHAI MOGA: Contributions on the process computer management of systems 123-128

EUGENIU POTOLEA, SORIN PĂTRĂŞCOIU, VIOREL TABĂRĂ: Integrated program mediu for the distorting regime computation in the distorting regime computation in the Power Networks 129 - 140

STELIAN GAL, ALEXANDRU VASILIEVICI: Algorithms of the digital distance protection programs 141 - 146

NEW BOOKS 122

EVENTS

ROMULUS SFICHI: Anniversary 146 - 148

ENERGY WORLDWIDE

PETRU COLUMBEANU: "On-line" monitoring of the power transformers. Electronic equipament for the automatic switching in of the power reserve 128, 140, 148

OPINIONS

ION CONECINI: The relationship between the ENERGETICA review and the operating activity 149

INHALT

LEITARTIKEL 103 - 104

ENTWICKLUNGSRICHTUNGEN IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

WALTER C. PATTERSON. Demand-Side Management - vom Westen Zum Osten 105 - 111

DIE LEITUNG UND REGELUNGSTECHNIK DES NATIONALEN ENERGIESYSTEMS

DORU PĂUNESCU, FELICIA LAZAR: Betrachtungen betreffend einen Rettungsplan des Nationalen Energiesystems im Falle schwerer Havarien 112 - 122

MIHAI MOGA: Die Leitung der Elektroenergienetze und - systeme mit Hilfe von ProzeBrechnern 123 - 128

EUGENIU POTOLEA, SORIN PĂTRĂŞCOIU, VIOREL TABĂRĂ: Integriertes programmmedium zur Berechnung des Verformungsregims in Elektroenergienetzen 129 - 140

STELIAN GAL, ALEXANDRU VASILIEVICI: Programmmalgorythmen für digitalen Fernschutz 141 - 146

NEUE BÜCHER 122

WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE VERANSTALTUNGEN

ROMULUS SFICHI: Jahrestag 146 - 148

DIE ENERGIEWIRTSCHAFT WELTWEIT

PETRU COLUMBEANU: "On-Line"- Überwachung der Krafttransformatoren Elektronische Anlagen zur automatischen Reserveeinschaltung 128, 140, 148

MEINUNGEN

ION CONECINI: Die Beziehungen zwischen der Zeitschrift ENERGETICA und der Betriebstätigkeit 149

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕДОВАЯ СТАТЬЯ 103 - 104

НАПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ВАЛТЕР К. ПАТТЕРСОН Интегрированное управление ресурсами с запада к востоке 105 - 111

УПРАВЛЕНИЕ И АВТОМАТИКА НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ДОРУ ПЭУНЕСКУ, ФЕЛИЧИА ЛАЗЭР: Соображения по плану спасения национальной энергетической системы при максимальных авариях 112 - 122

МИХАЙ МОГА: Управление электроэнергетическими сетями и системами при помощи управляющих ЭВМ 123 - 128

ЕУДЖЕНЮ ПОТОЛЕА, СОРИН ПЭТРЭШКОЮ, ВИОРЕЛ ТАБЭРЭ: Интегральный пакет программ для расчета деформирующего режима электроэнергетических сетей 129-140

СТЕЛИАН ГАЛ, АЛЕКСАНДРУ ВАСИЛЬЕВИЧ: Алгоритмы программ цифровой дистанционной защиты 141-146

НОВЫЕ КНИГИ 122

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

РОМУЛУС ШФИКИ: Годовщина 146-148

ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Петру Колумбеану: Наблюдение он-лайн за силовыми трансформаторами. Электронная установка для автоматического включения резерва 128, 140, 148

МНЕНИЯ

ИОН КОНЕЧИНИ: Отношение журнала "Энергетика" с эксплуатационной деятельностью 149

SOMAIRE

EDITORIAL 103-104

ORIENTATION DANS L'ENERGIE

WALTER C. PATTERSON: Demand Side Management - De l'Ouest vers L'est ? 105-111

CONDUITE ET AUTOMATISMES DU SYSTEME D'ENERGIE

DORU PĂUNESCU, FELICIA LAZĂR : Considération sur un plan de sauvegarde du réseau électrique en cas d'incident grave 112-122

MIHAI MOGA: La conduite par ordinateur de processus des réseaux et systemes électrique 123-128

EUGENIU POTOLEA, SORIN PĂTRĂŞCOIU, VIOREL TABĂRĂ : Milieu intégré de programmes pour le calcul du régime déformant dans les réseaux électriques 129-140

STELIAN GAL, ALEXANDRU VASILIEVICI: Algorithmes des logiciels pour la protection de distance digitale 141-146

MANIFESTATIONS SCIENTIFIQUES 146 - 148

NOUVEAUX LIVRES 122

L'ENERGIE DANS LE MONDE

PETRU COLUMBEANU: Le contrôle "on-line" des gros trensformateurs. L'installation électronique pour l'enclenchement automatique de la réserve 128, 140,148

OPINIONS

ION CONECINI: La relation entre la revue ENERGETICA et l'activité d'exploitation 149

ICEMENERG

INSTITUTUL DE CERCETARI SI MODERNIZARI ENERGETICE

Familia **SISTEX** :

INSTALATIE de EXCITATIE
pentru
MASINI ELECTRICE SINCRONE

DESTINATIE :

Instalatia de excitatie tip **SISTEX**

- genereaza curentul continuu necesar functionarii masinii sincrone (generator,motor,compensator sincron)
- controleaza si regleaza regimul de functionare al masinii sincrone in functie de conditiile cerute de nodul energetic in care lucreaza masina sincrona.

DOMENIU DE APLICARE :

TURBO generator	**pina la 330 MW**
HIDRO generator	**pina la 60 MW**
Grup DIESEL	**pina la 10 MW**
COMPENSATOR SINCRON	**pina la 60 MW**
MOTOR SINCRON	**pina la 10 MW**

CARACTERISTICI TEHNICE GENERALE :

- Regulator automat de tensiune cu consemn digital - STANDARD
- Regulator manual al curentului de excitatie cu consemn digital - STANDARD
- Egalizarea automata a celor doua canale de reglare - STANDARD
- Telecomanda - STANDARD
- Telemasura - STANDARD
- Telesemnalizare - STANDARD
- Rezerva in puntea redresoare cu tiristoare la 30% - STANDARD
- Rezerva 100% in generarea impulsului de comanda a puntii cu tiristoare cu trecere automata pe canalul de rezerva - STANDARD

EXTINDEREA OPTIONALA A FUNCTIUNILOR DE BAZA :

La dorinta beneficiarului,prin comanda initiala,sau la optiunea ulterioara,fata de echiparea STANDARD, echipamentul se poate completa cu :

1. Alimentare redondanta a serviciilor sale proprii din bateria centralei
2. Limitarea unghiului rotoric
3. Reactie de tensiune redondanta pentru regulatorul de tensiune
4. Limitator pentru curentul statoric
5. Limitator al puterii reactive
6. Rezerva de 100% in puntea cu tiristoare
7. Posibilitatea de separare galvanica a unei punti cu tiristoare

TÜV

Oferta noastra de servicii pentru industria romaneasca

TEHNICA INSTALATIILOR

Atestări de producator
Omologări de materii prime si materiale
Verificari de piese destinate pietii internationale

MANAGEMENTUL CALITATII

Certificari de
Produse
Personal
Sisteme conform DIN ISO 9000

TEHNICA ENERGETICA SI A MEDIULUI INCONJURATOR

Analize
Evaluari
Concepte

Sintem alaturi de dumneavoastra

UNTERNEHMENSGRUPPE TÜV BAYERN
Reprezentanta in Bucuresti
str. Vasile Lascar, nr. 8, et. 5, ap. 22

tel: 01.6131218
fax: 01.3110148

1994 SEP. 15

TÜV CERT

CERTIFICATE

The TÜV-Zertifizierungsgemeinschaft e.V.
– TÜV CERT –
hereby certifies that

FOR INFORMATION ONLY

has established and applied
a quality system for

An audit was performed on , File No.
Proof has been furnished that the requirements according to
DIN ISO 9001 / EN 29001
are fulfilled.
The certificate is valid through
Certificate Registration No.

TÜV CERT EXECUTIVE BOARD — TÜV BAYERN — CERTIFYING BODY

TÜV – ICEMENERG

VA OFERA

- CONSULTANTA PENTRU IMPLEMENTAREA UNUI SISTEM AL CALITATII
- CERTIFICAREA SISTEMULUI CALITATII

CERTIFICATUL TUV REPREZINTA UN ARGUMENT PENTRU PROMOVAREA PRODUSELOR DVS. PE PIATA

INFORMATII SUPLIMENTARE:

- Reprezentanţa TUV în România
- ICEMENERG: Tel. 321.41.30; Tel/Fax 323.45.46

E2039/A

seria B
iulie - august 1994

energetica

4

INSTITUTUL DE STUDII SI PROIECTARI ENERGETICE

INSTITUTE OF POWER STUDIES AND DESIGN

Studies
Design
Consulting
Engineering
Tech. assistance
Commissioning
Computer services

Turn Key Project

Thermal and nuclear power plants
Electric transmission lines
Transformer substations
Town heating networks
High pressure and temperature piping

GENERAL CONTRACTOR

ISPE

REFERINŢE

În România proiectare pentru sistemul energetic naţional: CET, CTE, CNE, linii şi staţii electrice

În străinătate proiectare:
CTE Singereni - India
CET EI - Mex Alexandria - Egipt
CTE Hamrawein - Egipt
CET Banias - Siria
CTE Cebu - Filipine
CET Anatolia - Turcia
CET Pucheng - China
CT Germania:
Berlin, Dresda, Leipzig, Neubrandenburg, Halle, Rostok, Schwein

Staţii de transformare:
Bangladesh, Maroc, Nigeria, Yugoslavia, Siria, Pakistan, Irak, Columbia

Linii electrice aeriene cu circuit simplu si dublu:
Iran, Irak, Egipt, Liban, Iordania, Pakistan Malaezia, Cipru

SERVICIILE OFERITE DE ISPE

Estimări privind opţiunile energetice
Studii de fezabilitate
Studii de fundamentare şi amplasament
Evaluări economice
Studii privind amplasarea centralelor şi staţiilor electrice
Analiza privind factorii de risc şi studii de optimizare a proiectelor

* * *

Proiecte de detaliu pentru lucrări electrice, mecanice şi de construcţii
Contracte şi specificaţii
Caiete de sarcini
Analize tehnice şi compararea propunerilor şi ofertelor
Tratative pentru încheierea de contracte
Avizări proiecte
Grafice de realizare a proiectelor
Inspectarea, testarea şi controlul calităţii centralelor şi staţiilor electrice

* * *

Metodologii pentru asigurarea calităţii
Inspectarea echipamentelor
Testarea în fabrica furnizoare
Supravegherea lucrărilor de construcţii şi montaj
Asigurarea documentaţiilor finale şi a instrucţiunilor de exploatare

* * *

Programe de probe şi teste
Punere în funcţiune şi remedieri
Şcolarizarea personalului de exploatare şi întreţinere
Urmărirea funcţionării iniţiale şi în exploatare a instalaţiei proiectate

With 45 years of experience
Your success is in our Power!

INSTITUTUL DE STUDII ŞI PROIECTĂRI ENERGETICE

ISPE

Bd. Lacul Tei nr. 1 — BUCUREŞTI 72301
P.O. Box 30 - 33 — Tel. (40.1) 210.70.80
Tx. 10978 ISPE r — Fax (40.1) 210.36.20
Măgurele P.O. Box 5204 Fax: (401) 3123930

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 42 NR.4, SERIA B IULIE - AUGUST 1994

ISSN 1220 - 5141

ORSZÁGOS MŰSZAKI KÖNYVTÁR KÖZPONT 1993

"Concepte noi în analiza asistată de calculator a regimurilor de funcţionare a sistemelor electroenergetice"

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca de exemplu:
- **Diaru pentru vulgarizarea ştiinţeloru naturale şi fizice (1870 - 1882);**
- **Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);**
- **Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);**
- **ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);**
- **Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);**
- **Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)**

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparţin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parţială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacţie. Sînt autorizate numai citările destinate lucrărilor ştiinţifice şi volumelor în care acestea sînt inserate.

Revista apare alternativ în două serii :
- **seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;**
- **seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, staţiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuţie a energiei electrice , sisteme electroenergetice etc.**

Fiecare serie are 6 numere pe an .

CUPRINS

MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU : Noi criterii de identificare on-line a stărilor critice în sistemele electroenergetice şi soluţii tehnice pentru preîntîmpinarea lor 156 - 164

SORIN PĂTRĂŞCOIU , EUGENIU POTOLEA, VASILE [illegible]: Dezvoltarea programelor pentru calculul regimurilor de funcţionare ale sistemelor electroenergetice 165 - 174

EUGENIU POTOLEA: Criterii practice pentru stabilitatea tranzitorie a sistemelor electroenergetice 175 - 183

MIRCEA EREMIA, CONSTANTIN BULAC, IOAN TRIŞTIU: Regimul permanent al sistemelor electroenergetice cu legături în curent continuu de înaltă tensiune 184 - 193

MIRCEA NEMEŞ, VIOREL TITIHĂZAN: Observabilitatea sistemelor electrice de putere 194 - 196

MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE 174 - 183, 197 - 198

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

BIROUL DE REDACŢIE : dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Radu OPINCARU - reprezentant RENEL; ing. Ion CONECINI; ing. Vladimir CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU - reprezentant ICEMENERG; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; conf. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; ing. Marin CIOCĂNESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; dr. ing. Mihai CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; ing. Alexandru FLORESCU; dr. ing.Laurenţiu GOIA; dr. ing.Dan GOLICIU ; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; ing. Viorel GRIGORIU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Viorel NEGRU ; ing. Gheorghe NEGUŢ; conf. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Constantin POPESCU; dr. ing. Miron POPESCU; ing. Costin POPESCU; ing. Petre POSTOLACHE; ing. Dan RACOVIŢAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; dr. ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN ; ing. Mihai SĂNDULEAC; dr. ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU ; ing. Dinu VOINEA

Redactor : Ana Maria CHIVU

Redacţia şi administraţia:
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251
Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Tiparul executat la ICEMENERG

Masă rotundă

Concepte noi în analiza asistată de calculator a regimurilor de funcţionare ale sistemului electroenergetic

În ziua de 24 martie 1994, a avut loc la Timişoara, la Universitatea Tehnică, Facultatea de Electrotehnică - Catedra de Electroenergetică, o masă rotundă cu tema: **"Concepte noi în analiza asistată de calculator a regimurilor de funcţionare ale sistemului electroenergetic".**

Consfătuirea a fost organizată de revista ENERGETICA, împreună cu Catedra de Electroenergetică din Timişoara.

În spiritul noii metode de atestare a calităţii lucrărilor care se publică sub formă de articole în revistă, aceste mese rotunde au ca scop principal aprofundarea - prin discuţii directe - a ideilor, conceptelor, noutăţilor tehnice şi ştiinţifice, astfel încît experţii - autori sau referenţi - să poată contribui la finisarea sau clasificarea unor judecăţi prezentate în lucrări.

Consfătuirea de la Timişoara s-a bucurat de un succes deosebit, lucrările şi comentariile, întrebările, expunerile referenţilor dovedindu-se foarte interesante şi în acelaşi timp incitante pentru noi dezvoltări teoretice şi practice în domeniul calculelor regimurilor de funcţionare ale sistemului electroenergetic.

Conducerea discuţiilor a fost asigurată de prof. dr. ing. Mircea Nemeş, decanul Facultăţii de Electrotehnică din Universitatea Tehnică Timişoara.

A fost remarcată prezenţa specialiştilor de la Universitatea "Politehnica" Bucureşti, ICEMENERG, Universitatea Tehnică Timişoara, FRE Timişoara, Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE Bucureşti, Direcţia Generală de Transport şi Distribuţie a Energiei Electrice - DGTDEE Bucureşti şi alţii.

Discuţiile s-au purtat la un înalt nivel ştiinţific, schimbul de păreri fiind benefic pentru întreaga asistenţă şi în final pentru conţinutul revistei noastre.

În cadrul consfătuirii, dr. ing. Jean Constantinescu, director al ICEMENERG, a făcut o scurtă expunere cu referire la tematica discutată, care a fost receptată cu satisfacţie.

În acest număr special se publică cîteva din lucrările prezentate, împreună cu comentariile referenţilor şi răspunsurile finale ale autorilor.

Este un început al noului mod de lucru al redacţiei, pe care îl vom promova spre binele energeticienilor din România.

REDACŢIA

În atenţia cititorilor !

În legătură cu problemele de analiză şi sinteză ale sistemelor electroenergetice, la redacţie s-au primit mai multe lucrări **valoroase.** Din păcate, numărul mare de lucrări care au fost discutate şi apreciate la masa rotundă din 24 martie a.c. de la Timişoara şi mai ales spaţiul tipografic redus afectat revistei nu ne permite publicarea tuturor materialelor.

Lucrările prezentate la masa rotundă şi necuprinse în acest număr sînt:

1. Criterii practice de analiză a stabilităţii statice în sisteme energetice complexe, autor dr. ing. Sebastian Ionescu - ISPE;
2. Programe de calcul pentru analiza regimului permanent al SEE complexe pe calculatoare IBM PC compatibile, autori conf.dr. ing. Ştefan Kilyeni, conf. dr. ing. Bucur Luştrea, ing. Zsolt Fülöp, ing. Ioan Borlea, ing. Adrian Dumitrescu - Universitatea Tehnică Timişoara;
3. Aspecte privind simularea funcţionării SEE cu referire la pregătirea personalului operativ, autor conf. dr. ing. Bucur Luştrea - Universitatea Tehnică Timişoara.

De asemenea nu au putut fi cuprinse în acest număr amplele lucrări documentare:

- Analiza regimurilor perturbate ale sistemelor electroenergetice complexe: problematica şi tendinţele actuale, de conf. dr. ing. Bucur Luştrea, conf. dr. ing. Ştefan Kilyeni - Universitatea Tehnică Timişoara;
- Analiza, optimizarea şi estimarea regimurilor permanente ale sistemelor electroenergetice complexe: problematica şi tendinţele actuale, de conf. dr. ing. Ştefan Kilyeni , conf. dr. ing. Bucur Luştrea - Universitatea Tehnică Timişoara.

Aceste articole au o bogată listă bibliografică (primul cu 41 referinţe bibliografice, al doilea cu 99 referinţe bibliografice).

Cerem scuze autorilor pentru această hotărîre a redacţiei şi rugăm cititorii specialişti şi experţii care doresc să consulte aceste materiale să se adreseze fie redacţiei revistei, unde se găsesc lucrările, fie autorilor.

Redactor - şef,
dr. ing. EUGENIU PAVEL

NOI CRITERII DE IDENTIFICARE ON-LINE A STĂRILOR CRITICE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE ŞI SOLUŢII TEHNICE PENTRU PREÎNTÎMPINAREA LOR

Dr.ing.MARIUS POMÂRLEANU, ing. LIA BEJUSCU*

Lucrarea prezintă o cale nouă de identificare on-line a stărilor critice concretizată într-o metodă operativă de apreciere a stării de stabilitate sau de instabilitate a unui sistem electroenergetic, bazată pe teoria funcţiilor Liapunov şi pe concepte ale analizei nodale Dimo.

Criteriile rezultate servesc la elaborarea principiilor de acţionare a unei automatici antiavarie inteligente capabilă să intervină on-line la stabilizarea regimurilor tranzitorii.

The paper presents a new on-line identification method for the critical states, substantiated in an effective procedure for estimating t

he steady-state conditions of a power system based on Liapunov functions theory and on Dimo's nodal analysis concepts.

The resulted criteria are used draw up the operating principles for an intelligent antiemergency automation able to interfere on-line to stabilizing the transitory regimes.

Descriptori: sisteme electroenergetice, stări critice, identificări on-line

Introducere

În zilele noastre automatizările şi protecţiile cu microprocesoare au făcut reale progrese, care îndreptăţesc speranţele că se vor putea realiza şi sisteme inteligente care să evidenţieze on-line stări critice prin care trece un sistem electroenergetic şi care să asigure în timp util luarea unor măsuri pentru evitarea intrării în regimuri ireversibile.

Se ştie că pentru preîntîmpinarea pierderii stabilităţii grupurilor în cazul unor defecte grave (cum ar fi scurtcircuitele) se fac off-line calcule de regimuri dinamice simulative şi pe baza lor se aleg protecţiile necesare, se efectuează reglaje, se concep scenarii de revenire la o funcţionare normală. Aceste calcule nu pot acoperi toate situaţiile posibile şi din acest motiv au existat numeroase cazuri, cu urmări dintre cele mai grave pentru funcţionarea unui ansamblu energetic, care nu au putut fi prevăzute.

Din acest motiv conceperea unor instalaţii automate care ar putea sesiza evoluţia defavorabilă a unor stări şi ar activa o serie de procedee tehnice de evitare a pierderii stabilităţii ar fi foarte utilă în noduri importante ale unui sistem electroenergetic.

Pentru a asigura eficienţa necesară în timpul scurt pe care îl au la dispoziţie, instalaţiile trebuie dotate cu microprocesoare, trebuie să lucreze cu proceduri mult mai sofisticate, dar şi mult mai rapide, astfel încît să se poată aprecia direct gradul de deteriorare a stabilităţii sistemului.

Lucrarea are ca obiect prezentarea unei metode operative de apreciere a stării de stabilitate sau de instabilitate a unui sistem electroenergetic complex, metodă care are la bază teoria funcţiilor Liapunov şi unele concepte ale analizei nodale Dimo. Ea permite identificarea stărilor critice în timpul proceselor evolutive ce duc la stări de instabilitate în scopul activării unor măsuri eficiente de revenire la funcţionarea stabilă.

De asemenea, sînt expuse concepţia unei automatici de siguranţă antiavarie, principiile de acţionare, algoritmul de calcul şi modul de implementare a unei astfel de instalaţii la o centrală electrică.

* Institutul de Cercetări şi Modernizări Energetice, Bucureşti

1. Teoria şi funcţiile Liapunov aplicate la sistemele electroenergetice

Deşi se depun eforturi pentru a găsi noi căi de utilizare a teoriei stabilităţii în sens Liapunov, aceasta şi-a găsit aplicaţii limitate în domeniul sistemelor electroenergetice moderne.

Fără a intra în detalii matematice se cunoaşte că, principial, metoda directă a lui Liapunov conduce de la studiul stabilităţii unui sistem autonom nelinear de ecuaţii la studiul valorii unei funcţii scalare, ataşate sistemului, denumită funcţie Liapunov [1].

Pentru sistemele electroenergetice ea este de forma [2]:

$$V = A(\omega) - \phi(\delta) + k, \qquad (1)$$

unde: $A(\omega)$ reprezintă termenul corespunzător energiei cinetice;

$\phi(\delta) - k$ - termenul corespunzător energiei potenţiale.

În general, sistemele nelineare posedă mai multe puncte de echilibru şi studiul stabilităţii lor este făcut întotdeauna pentru şi în jurul acestor puncte (X_i).

Se defineşte astfel un domeniu de stabilitate şi se impune cunoaşterea lui şi a valorilor limită pe care le ia funcţia Liapunov la graniţa acestui domeniu - adică a zonei din spaţiul fazelor care înconjoară originea şi care este delimitată de cea mai mare suprafaţă închisă pentru care:

$$V_1 = V(X_i). \qquad (2)$$

Aici V_1 reprezintă cea mai mică valoare luată de funcţia V în diverse puncte singulare situate în jurul originii.

Trebuie reamintit că un punct de echilibru stabil al sistemului este întotdeauna cunoscut din calculul de regimuri staţionare care precede în mod obişnuit un studiu de stabilitate tranzitorie. Cercetarea altor puncte de echilibru se efectuează pornind de la o serie de considerente fizice devenite clasice în analiza sistemelor electroenergetice [3, 4] şi cu ajutorul lor se stabileşte valoarea funcţiei Liapunov pentru cazul analizat. Astfel, ori de cîte ori valoarea funcţiei Lia-punov pentru fiecare stare particulară analizată este mai mică decît valoarea limită obţinută pe considerentele de mai sus, sistemul este considerat stabil.

2. Stabilitatea unei centrale în raport cu sistemul

Obiectivul lucrării îl reprezintă stabilirea elementelor de bază pentru realizarea unei automatici care să analizeze condiţiile funcţionării stabile a unei centrale în raport cu sistemul de putere mult mai mare la care ea este racordată.

Pentru acest gen de probleme se poate considera că centralele din restul sistemului au o comportare dinamică practic similară în raport cu nodul unde se află centrala periclitată şi deci ele pot fi reprezentate sub forma unui generator echivalent ce înglobează sintetic principalele caracteristici ale acestor centrale. Deci, se poate opera cu o schemă redusă la două generatoare, aşa cum se prezintă în figura 1.

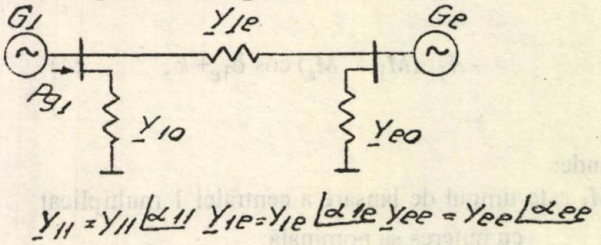


Fig.1. Schema cu două noduri generatoare.

Pentru o astfel de tratare a sistemului există tehnici bine puse la punct care asigură:

- construirea generatorului echivalent şi determinarea parametrilor lui prin calcule off-line [5,6];
- actualizarea on-line a acestor parametri pentru fiecare nouă situaţie cu un minimum de informaţii de la echipamentele din staţia care racordează centrala la sistem [7, 8].

Generatoarele sînt reprezentate printr-o t.e.m. constantă în spatele reactanţei tranzitorii.

Principiile analizei nodale Dimo şi teoria "reţelei de bilanţ energetic nul" îşi găsesc aici o largă aplicabilitate.

3. Particularităţile funcţiei Liapunov pentru schema cu două maşini

Se analizează stabilitatea centralei G_1 în raport cu sistemul reprezentat prin generatorul G_e, conform schemei din figura 1.

Se ştie că puterea electrică evacuată din centrala 1(P_{g1}) reprezintă o variaţie sinusoidală conform expresiei (3) şi figurii 2.

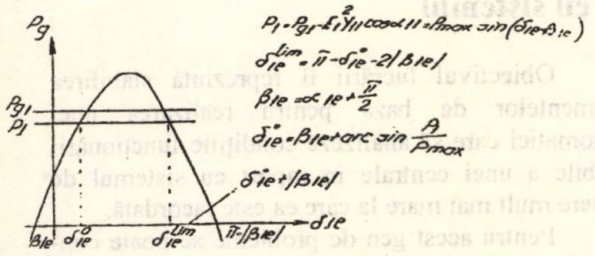


Fig.2. Variaţia puterii electrice debitate de centrala 1.

$$P_{g1} = E_1^2 G_{11} + E_1 E_e Y_{1e} \sin(\delta_{1e} - \beta_{1e}). \quad (3)$$

Funcţia Liapunov are forma [2]:

$$V = \frac{1}{2} M_1 M_e \omega_{1\,2e} - B_{1e}\delta_{1e} -$$

$$- A_{1e}(M_1 + M_e)\cos\delta_{1e} + k, \quad (4)$$

unde:

M_1 este timpul de lansare a centralei 1 multiplicat cu puterea sa nominală;

M_e - timpul de lansare a grupului echivalent al sistemului multiplicat cu puterea sa nominală;

ω_{1e} - diferenţa dintre vitezele unghiulare ale centralei şi grupului echivalent al sistemului;

δ_{1e} - diferenţa dintre unghiurile corespunzătoare axelor rotorice ale centralei şi grupului echivalent al sistemului.

$$B_{1e} = P_1 M_e - P_e M_1, \quad (5)$$

cu:

$$P_1 = P_{g1}^o - G_{11} E_1^2, \quad (6)$$

$$P_e = P_{ge}^o - G_{ee} E_e^2 \quad (7)$$

şi:

$P_{g1}(P_{ge})$ - puterea debitată de generatoarele din centrala 1 în regimul iniţial (respectiv de generatorul echivalent *e*);

$G_{11}(G_{ee})$ - conductanţa proprie a nodului 1 (a nodului *e*);

$E_1(E_e)$ - t.e.m. echivalentă a generatoarelor din centrala 1 (a generatorului echivalent).

$$A_{1e} = A_{e1} = E_1 E_e Y_{1e} = P_{\max} \quad (8)$$

cu

Y_{1e} - modulul admitanţei echivalente dintre nodurile cu t.e.m. E_1 şi E_e

$$k = \phi(\delta^o) \quad (9)$$

deci:

$$k = -B_{1e}\delta_{1e}^o - A_{1e}(M_1 + M_e)\cos\delta_{1e}^o \quad (10)$$

(exponentul "0" se referă la starea de referinţă).

Deoarece generatorul G_e care reprezintă generatorul echivalent al întregului sistem, exceptînd centrala studiată, are M_e de valoare foarte mare în raport cu M_1 în relaţia (4) se pot opera unele simplificări şi se obţine:

$$V(\omega_{1e}, \delta_{1e}) = M_e\left[\frac{1}{2} M_1 \omega_{1e}^2 - P_1(\delta_{1e} - \delta_{1e}^o) - \right.$$

$$\left. - P_{\max}(\cos\delta_{1e} - \cos\delta_{1e}^o)\right] \quad (11)$$

Valoarea limită a funcţiei Liapunov se determină pentru un caz particular care se ştie că reprezintă o situaţie limită - şi anume - funcţionarea la unghiul δ_{1e}lim, conform figurii 2, care corespunde unei stări staţionare la limita de stabilitate ($\omega_{1e} = 0$).

Această valoare este:

$$V(\delta_{1e}\,\text{lim}, 0) = \left[-P_{\max}(\cos\delta_{1e}^{\lim} - \cos\delta_{1e}^o) - \right.$$

$$\left. - P_1(\delta_{1e}^{\lim} - \delta_{1e}^o)\right] M_e, \quad (12)$$

unde:

$$\delta_{1e}\,\text{lim} = \pi - \delta_{1e}^o - 2\beta_{1e} \quad (13)$$

Notînd simplificat variaţia vitezei cu ω şi diferenţa unghiurilor cu:

$$\delta = \delta_{1e} - \beta_{1e} = \delta_1 - \delta_e - \beta_{1e}$$

$$\delta^o = \delta_{1e}^o - \beta_{1e} = \delta_1^o - \delta_e^o - \beta_{1e} \quad (14)$$

$$\delta^{\lim} = \delta_{1e}^{\lim} - \beta_{1e}$$

rezultă din (11) şi (12) expresia stării limită:

$$\frac{1}{2}M_1\omega^2 - P_{max}(\cos\delta - \cos\delta^o) - P_1(\delta - \delta^o) = \\ = -P_{max}(\cos\delta^{lim} - \cos\delta^o) - P_1(\delta^{lim} - \delta^o) \quad (15)$$

Ţinînd cont de (13) şi (14) se obţine relaţia pentru calculul funcţiei limită $\omega = f(\delta)$ sub forma:

$$\omega = \pm\sqrt{\frac{2}{M_1}\left[P_{max}(\cos(\delta - \beta_{1e}) + \cos(\delta^o + \beta_{1e} + 2\beta_{1e})) - P_1(\pi - \delta - \delta^o - 2\beta_{1e})\right]} \quad (16)$$

Reprezentată grafic această expresie poate fi desenată sub forma curbei L din figura 3.

Suprafaţa interioară acestei curbe reprezintă zona funcţionării stabile, în timp ce orice funcţionări în exteriorul curbei L indică o instabilitate.

Pentru acest caz particular la relaţia (16) se poate ajunge şi fără a face apel la teoria funcţiilor Liapunov.

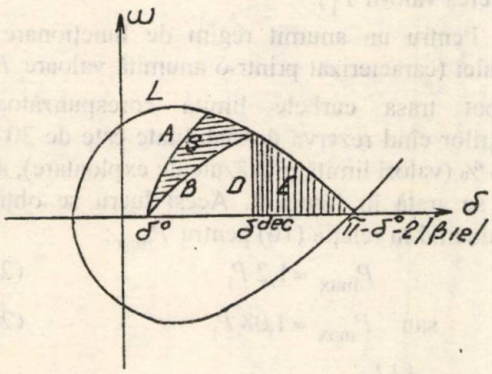


Fig.3

Într-adevăr, pornind de la binecunoscuta lege a ariilor, care spune că situaţia limită se obţine cînd suprafaţa de accelerare (suprafaţa haşurată I din fig.4) este egală cu suprafaţa de frînare (suprafaţa haşurată II din fig.4) vom avea următoarele [9]:

- aria I reprezintă energia cinetică suplimentară în procesul de accelerare, deci:

$$\frac{1}{2}M\omega^2 = \int_{\delta_{1e}^{dec}}^{\delta_{1e}^{lim}}(P_{max}\sin(\delta_{1e} - \beta_{1e}) - P_1)\,d\delta_{1e} \quad (17)$$

adică:

$$\frac{1}{2}M\omega^2 + P_{max}\left(\cos(\delta_{1e}^{dec} - \beta_{1e}) - \cos(\delta_{1e}^{lim} - \beta_{1e})\right) + \\ + P_1(\delta_{1e}^{dec} - \delta_{1e}^{lim}); \quad (18)$$

- considerînd pe δ_{1e}^{dec} ca o variabilă notată cu δ se obţine expresia locului geometric al tuturor stărilor limită

$$\omega = \pm\sqrt{\frac{2}{M}(P_{max}(\cos\delta - \cos\delta_{1e}^{lim}) - P_1(\delta_{1e}^{lim} - \delta)}; \quad (19)$$

- ţinînd cont de relaţia (13) se obţine:

$$\omega = \pm\sqrt{\frac{2}{M}\left[P_{max}(\cos(\delta - \beta_{1e}) + \cos(\delta^o + \beta_{1e} + 2\beta_{1e})) - P_1(\pi - \delta - \delta^o - 2\beta_{1e})\right]} \quad (16')$$

expresie identică cu (16).

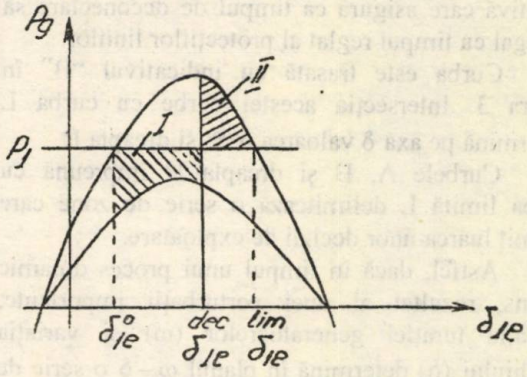


Fig.4

4. Instabilităţi dinamice

În spaţiul delimitat de curba L generată de relaţia (16) se pot trasa o serie de curbe limitative cum ar fi (vezi fig.3):

a) Curba "A"

Pornind de la faptul că cea mai gravă perturbaţie o reprezintă un scurtcircuit trifazat la barele de IT ale centralei se poate trasa curba $\omega = f(\delta)$ pentru această situaţie particulară.

Din scrierea ecuaţiilor de funcţionare a centralei într-un astfel de regim rezultă:

$$\omega = \sqrt{\frac{2P_1(\delta - \delta^o)}{M_1}} \qquad (20)$$

Curba $\omega = f(\delta)$ pentru acest caz este trasată în figura 3 cu indicativul "A"

b) Curba "B"

Pentru un scurtcircuit mai îndepărtat, în situaţia limită în care timpul reglat al protecţiilor liniilor din zona centralei este chiar timpul limită de deconectare a scurtcircuitului pentru care centrala îşi mai păstrează stabilitatea rezultă curba $\omega = f(\delta)$ descrisă de relaţia:

$$\omega = \sqrt{\frac{2}{M_1}\left[P_{sc}\left(\cos(\delta - \beta_{1e}) - \cos(\delta^o - \beta_{1e}\right) + P_1(\delta - \delta^0)\right]} \qquad (21)$$

unde:

$$P_{sc} = \frac{P_{\max}\left[\cos(\delta^{dec} - \beta_{1e}) + \cos(\delta^o + \beta_{1e})\right] - P_1(\pi - 2\delta^o)}{\cos(\delta^{dec} - \beta_{1e}) - \cos(\delta^o - \beta_{1e})} \qquad (22)$$

Unghiul δ^{dec} se determină printr-o procedură iterativă care asigură ca timpul de deconectare să fie egal cu timpul reglat al protecţiilor liniilor.

Curba este trasată cu indicativul "B" în figura 3. Intersecţia acestei curbe cu curba L determină pe axa δ valoarea δ^{dec} şi dreapta D.

Curbele A, B şi dreapta D împreună cu curba limită L delimitează o serie de zone care permit luarea unor decizii de exploatare.

Astfel, dacă în timpul unui proces dinamic intens, rezultat al unei perturbaţii importante, variaţia turaţiei generatoarelor (ω) şi variaţia unghiului (δ) determină în planul $\omega - \delta$ o serie de puncte care se dezvoltă în zona S (fig.3), este un indiciu că generatoarele vor pierde stabilitatea şi că vor trebui luate urgent măsuri corective, înainte de a se atinge limita de stabilitate (curba L). Explicaţia necesităţii acestei intervenţii rezultă din faptul că desfăşurarea procesului fiind în această zonă (S) curba $\omega = f(\delta)$ va intersecta curba limită L înainte de punctul corespunzător timpului reglat de acţionare a protecţiilor; lichidarea defectului se va face în exteriorul curbei L, deci indică un regim instabil.

Dacă se intră în zona E, cu derivata funcţiei $\omega = f(\delta)$ pozitivă rezultă un proces evolutiv instabil datorat unor defecţiuni în sistemul de protecţie sau de comutaţii şi se impune, de asemenea, intervenţia cu măsuri stabilizatoare.

Pe această cale operativă se pot identifica stări dinamice periculoase (zonele S şi E) şi se depistează rapid evoluţiile generatoare de instabilităţi.

5. Instabilităţi statice

Analizînd expresia (16) se observă că dacă scade valoarea lui $P_{\max}$ ($P_{\max} = E_1 E_e Y_{1e}$) sau creşte valoarea lui P_1 (care depinde de puterea mecanică produsă de centrală) are loc o reducere a suprafeţei ce indică funcţionări stabile.

De aici se poate trage o concluzie, bine cunoscută de altfel, că se pot înrăutăţi condiţiile de stabilitate statică ale unei centrale prin slăbirea legăturii cu sistemul (reducerea valorii Y_{1e}), prin dezexcitarea generatoarelor din centrală (reducerea valorii E_1) sau prin creşterea puterii produse (creşterea valorii P_1).

Pentru un anumit regim de funcţionare a centralei (caracterizat printr-o anumită valoare P_1) se pot trasa curbele limită corespunzătoare situaţiilor cînd rezerva de stabilitate este de 20 % sau 8 % (valori limită prevăzute de exploatare), aşa cum se arată în figura 5. Acest lucru se obţine introducînd în relaţia (16) pentru $P_{\max}$:

$$P_{\max} = 1{,}2\, P_1 \qquad (23)$$

sau $$P_{\max} = 1{,}08\, P_1 \qquad (24)$$

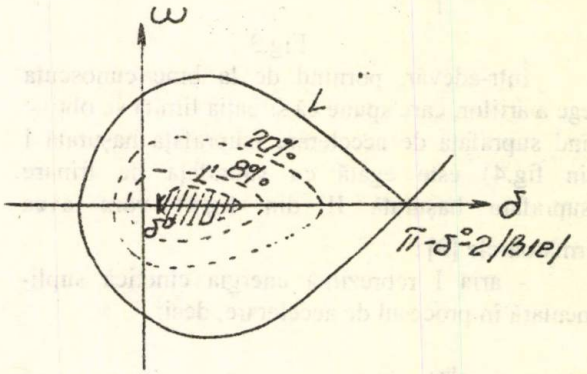


Fig.5. Curbele limită la rezerva de stabilitate statică de 20 % şi de 8%.

În momentul în care, datorită unor modificări în sistem, curba L din figura 4 intră în inte-

riorul curbei ce caracterizează regimul în care rezerva de stabilitate este mai mică de 20 %, se transmite un mesaj de alarmare. Dacă însă, curba L se află în interiorul curbei ce indică o rezervă se stabilitate statică mai mică de 8 % se va acţiona o

$$\omega = k_{sig}\sqrt{\frac{2P_1}{M}\left[\frac{\pi - 2\delta^o - 2\beta_{1e}}{2\cos(\beta_{1e}+\beta_{1e})\cos(\delta^o+\beta_{1e})}\cdot\cos(\delta-\beta_{1e})*a\right]} \qquad (28)$$

comandă de creştere a rezervei, care poate fi descărcarea rapidă a centralei sau deconectarea unor grupuri.

Puterea cu care trebuie descărcată centrala se calculează cu:

$$\Delta P = P_1 - \frac{P_{max}}{1{,}08} \qquad (25)$$

Dacă se alege ca soluţie deconectarea unui grup sau a mai multor grupuri hotărîrea se va lua astfel încît să se asigure deconectarea unei puteri minime date de relaţia:

$$P_{dec} = P_1 - \frac{P_{max}\dfrac{Y_{1e}^{nou}}{Y_{1e}}}{1{,}08}, \qquad (26)$$

unde Y_{1e}^{nou} reprezintă admitanţa echivalentă a legăturii centralei cu sistemul în noua situaţie (cu generatoare deconectate).

O altă acţiune pe care metoda expusă o poate evidenţia este verificarea asigurării stabilităţii la deconectarea oricărei linii de evacuare a puterii din centrala studiată.

Domeniul cel mai redus la care mai pot exista regimuri dinamic stabile la deconectarea unei linii de evacuare este, evident, delimitat de acea curbă L care mai cuprinde în interiorul său punctul iniţial de funcţionare. Deci limita va fi dată de curba L care trece prin acest punct definit de valorile $\omega = 0$ şi $\delta = \delta^o$.

Înlocuind în (5) aceste condiţii se obţin:

$$P'_{max} = P_1\frac{\pi - 2\delta^o - 2\beta_{1e}}{2\cos(\beta_{1e}+\beta_{1e})\cos(\delta^0+\beta_{1e})} \qquad (27)$$

Acum se poate determina curba limită L' (vezi fig.5) în condiţiile lui $P_{max} = P'_{max}$ găsit mai sus.

Astfel rezultă:

unde:

$$a = \cos(\delta^o + \beta_{1e} + 2\beta_{1e}) - (\pi - \delta - \delta^o - 2\beta_{1e}) \qquad (29)$$

şi k_{sig} este un coeficient de siguranţă care poate fi luat 1,05 - 1,08.

Deci verificarea existenţei unei rezerve de stabilitate la o perturbaţie fără defect se poate face astfel:

- se simulează deconectarea pe rînd a fiecărei linii de legătură a centralei cu sistemul;
- se calculează pentru fiecare caz valorile P_{max} şi δ^o se trasează $\omega = f(\delta)$;
- se verifică dacă fiecare din aceste noi domenii definite de curbele L corespunzătoare cuprinde în interiorul său domeniul stabilităţii limită definit de curba L';
- dacă nu este îndeplinită această condiţie trebuie luate măsuri pentru mărirea rezervei de stabilitate (de exemplu, reducînd puterea debitată de centrală cuprinsă în valoarea lui P_1 etc.), aşa cum a fost prezentat anterior.

6. Principiile automaticii

Aducînd problema decelării rapide a stărilor ce duc la regimuri instabile la acest stadiu, se poate concepe în continuare o automatică inteligentă, care să asigure on-line prezicerea fenomenelor ce pot degenera în stări ireversibile înainte să se ajungă la acest lucru, propunînd şi soluţiile de stabilizare cele mai indicate.

Automatica se bazează pe un microprocesor care iniţial selectează din memoria sa schema preliminară evaluată off-line pentru etapa respectivă şi apoi în mod ciclic, la interval de cîteva sute sau mii de milisecunde, execută punerea ei la zi.

Această actualizare se face printr-o procedură originală [8] în condiţiile concrete din momentul dat (generatoare şi linii de evacuare a puterii în funcţiune, puteri active şi reactive pe aceste linii, tensiunea barei etc.). Astfel, parametrii de lucru ai schemei din figura 1 sînt refăcuţi permanent. În acest program se obţin elementele ce asigură generarea curbelor L, L',A, B şi dreapta D şi se fac verificările de stabilitate statică descrise. Dacă rezerva de stabilitate statică este epuizată se comandă acţiunile prevăzute în aceste situaţii [10]. Dacă în timpul rulării ciclice a subprogramului descris are loc o perturbaţie importantă (variaţia mare şi bruscă a tensiunii sau un salt semnificativ al puterii electrice debitate de centrală) se întrerupe desfăşurarea ciclului respectiv şi se trece la alt subprogram. Acesta, pe baza informaţiilor primite de la traductoare specializate stabileşte valorile turaţiei agregatelor (ω) determină variaţia unghiu-lui (δ) şi urmăreşte zona în care se dezvoltă curba $\omega(t) = f(\delta(t))$.

În cazul în care se sesizează evoluţii care vor duce la instabilităţi (desfăşurări în zonele S sau E) va comanda şi va doza acţiuni de stabilizare prestabilite [10].

Schema bloc a automaticii prezentate este dată în figura 6, unde sînt menţionate şi principalele funcţiuni ale instalaţiei propuse.

Echipamentele care vor intra în componenţa acestei automatici vor trebui să asigure măsura rapidă a variaţiei turaţiei şi a variaţiei puterilor generate sau a tensiunii la barele centralei.

Măsurarea turaţiei nu pune probleme deoarece se pot realiza foarte simplu sisteme opto-mecanice care să determine numeric turaţia maşinii la fiecare rotaţie a acesteia. Măsura variaţiei puterii active sau a tensiunii necesită echipamente cu convertoare analogo-numerice foarte rapide, care utilizînd tehnica eşantionării, să asigure identificarea acestor variaţii în timpi de ordinul a 5 ms.

Din informaţiile de care se dispune se constată că există echipamente cu performanţele menţionate.

În ceea ce priveşte măsurarea celorlalte mărimi cum sînt puterile pe linii ce converg la centrală, tensiunile pe barele centralei sau poziţiile unor întrerupătoare, mărimi ce sînt necesare în procesul de actualizare a schemei echivalente de lucru, aceasta nu pune probleme deosebite din punctul de vedere al timpului de achiziţie, deoarece din estimările făcute durata necesară a ciclului de actualizare este de 500-2000 ms.

Avînd în vedere volumul de calcul relativ restrîns pe care va trebui să-l parcurgă pentru un ciclu, considerăm ca suficiente performanţele unui microprocesor de tipul 486 de 66 Mhz, care are o largă răspîndire în prezent.

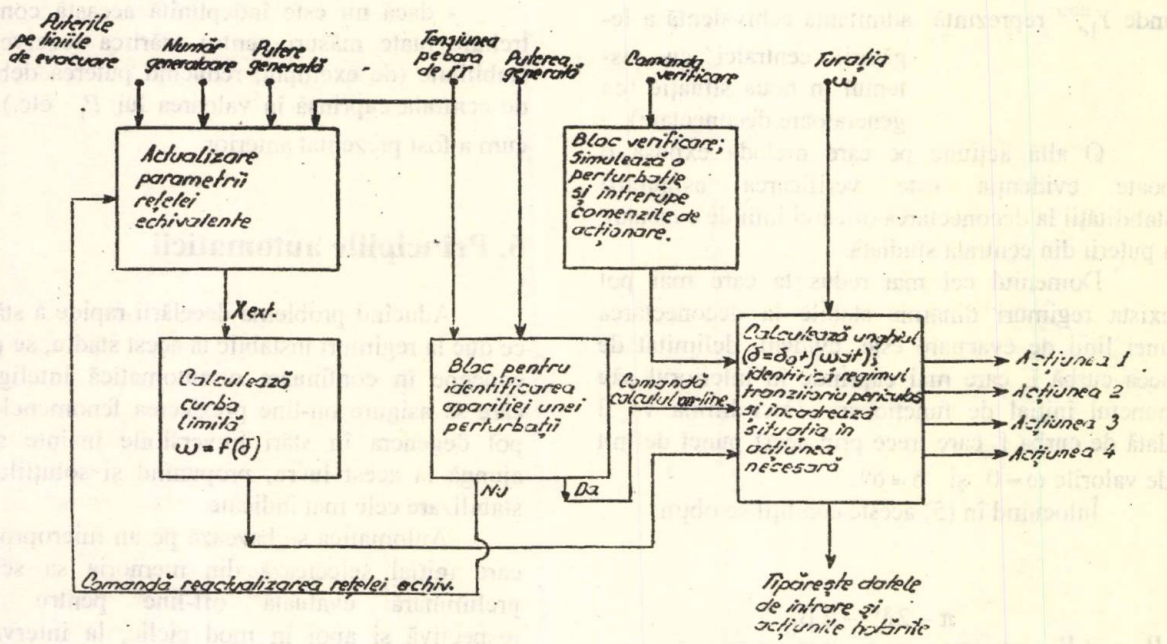


Fig.6. Schema bloc a automaticii propuse.

APLICAŢIE

Pentru verificarea teoriei expuse se prezintă o aplicaţie pe o schemă reală corespunzătoare structurii Sistemului Energetic Naţional într-o configuraţie completă (965 noduri, 1385 legături, 5 niveluri de tensiune - 750 kV, 400 kV, 330 kV, 220 kV, 110 kV) [10].

Centrala în studiu este hidrocentrala de la Porţile de Fier II, unde funcţionează şase grupuri tip bulb care debitează în regimul studiat o putere de 146, 8 + j 46,8 MVA.

Această reţea se reduce la o schemă cu două maşini, ca în figura 1, în care generatorul G1 reprezintă centrala Porţile de Fier II, iar generatorul Ge este echivalent centralelor din restul ansamblului.

Cu parametrii daţi mai jos:

$E_1 = 7{,}816 \;\; \underline{15{,}66}\ \text{kV};\quad E_e = 435{,}88 \;\; \underline{-12{,}84}\ \text{kV}$

$Y_{11} = 4{,}417 \;\; \underline{86{,}48}\ \text{S};\quad Y_{1e} = 0{,}060796 \;\; -100{,}13\ \text{S}$

$\beta_{1e} = -10{,}13 \;\; \text{grad} = -0{,}177 \;\; \text{rad}$

$M_1 = 2{,}89\ \text{s};\quad S_N = 165\ \text{MVA};\quad P_{mec} = 146{,}8\ \text{MW}$

$P_{01} = E_1 2Y_{11} \cos\alpha_{11} = 16{,}566\ \text{MW}$

$P_{max} = E_1 E_e Y_{1e} = 207{,}12\ \text{MW}$

$P_1 = P_{mec} - P_{01} = 130{,}23\ \text{MW}$

$\delta^o_{1e} = 28{,}829^o = 0{,}50316\ \text{rad}$

şi cu relaţiile prezentate la pct.3.4.5 se obţin expresiile curbelor limită după cum urmează:

a) curba L

$$\omega = \pm 1{,}1475\sqrt{207{,}12\left[\cos(\delta + 0{,}177) + 0{,}77791\right] + 30{,}23(\delta - 2{,}2848}\ ;$$

b) curba A

$$\omega = 1{,}1475\sqrt{146{,}8(\delta - 0{,}50316)};$$

c) curba B

$$\omega = 1{,}1475\sqrt{P_{sc}\cos(\delta + 0{,}177) + 146{,}8\delta - 148{,}9}\ ,$$

unde:

$$P_{sc} = \frac{207{,}12\cos(\delta^{dec} + 0{,}177) - 93{,}994}{\cos(\delta^{dec} + 0{,}177) - 0{,}7776}$$

se calculează printr-o procedură interativă şi se obţine o valoare de 96,52 MW ($\delta^{dec} = 70^o$), rezultînd timpul de deconectare de 150 ms, conform relaţiei [11]:

$$t = k\sqrt{\frac{\delta^{dec} - \delta^o}{P_{max\,sc}(\sin\delta^{dec} - \sin\delta^o)} \arccos\frac{\frac{P_o}{P_{sc}} - \sin\delta^{dec}}{\frac{P_o}{P_{sc}} - \sin\delta^o}} \qquad (30)$$

Toate aceste curbe se tratează grafic în figura 7 şi permit identificarea unor stări critice pentru centrala Porţile de Fier II.

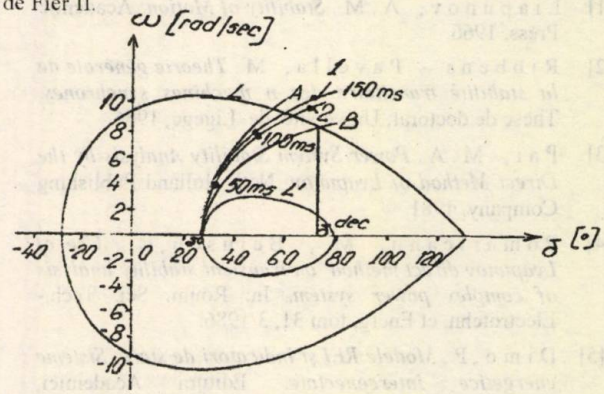


Fig.7. Curbele limită pentru CHE Porţile de Fier II.

Pentru verificare, cu programe uzuale pentru calculul regimurilor tranzitorii (EDIN - REDINA [12]) s-au simulat pe schema completă o serie de scurtcircuite în zona centralei studiate şi din calculul pas cu pas efectuat s-au trasat curbe $\omega = f(\delta)$ pe acelaşi grafic din figura 7.

De exemplu, pentru un scurtcircuit trifazat pe o linie de evacuare a puterii din centrală la capătul apropiat, eliminat corect prin protecţia de distanţă existentă, evoluţia curbei în primele momente după defect are loc în zona S conform traseului 1.

O altă evoluţie, în cazul unui scurtcircuit trifazat la o bară mai depărtată eliminat după 150 ms, este trasată pe acelaşi grafic cu 2.

În ambele situaţii regimurile rezultate sînt instabile, lucru ce se confirmă şi pe baza analizei evoluţiei celor două traiectorii $\omega = f(\delta)$, cînd punctul corespunzător lichidării defectului se află în exteriorul curbei L.

Concluzii

În perioada actuală, cînd sistemele inteligente pătrund în tot mai multe sectoare de activitate, există speranţa că se vor realiza automatizări şi protecţii cu microprocesor care să evidenţieze on-line stările tranzitorii critice prin care trece un sistem electroenergetic şi să permită luarea în timp util a unor măsuri pentru evitarea intrării în stări ireversibile

Teoria dezvoltată aici se bazează pe principiile analizei nodale Dimo pentru realizarea schemei şi pentru reactualizarea ei în timp real şi pe funcţiile Liapunov pentru sintetizarea unor domenii de identificare a stărilor critice în planul $\omega - \delta$.

S-au prezentat o procedură operativă de identificare a stărilor de stabilitate sau instabilitate şi un algoritm simplu, care poate sta la baza realizării unei automatici eficiente, deosebit de rapide, cu intervenţii sigure în timpul desfăşurării unor procese tranzitorii ce ar putea deveni periculoase pentru a asigura stabilizări eficiente în timp util.

BIBLIOGRAFIE

[1] Liapunov, A.M. *Stability of Motion.* Academic Press, 1966.

[2] Ribbens - Pavella, M. *Theorie générale de la stabilité transitoire des n machines synchrones.* These de doctorat, Université de Ligege, 1966.

[3] Pai, M.A. *Power System Stability Analysis by the Direct Method of Lyapunov.* Noth Holland Publishing Company, 1981.

[4] Pomârleanu, M., Bejuscu, L. *Use of Lyapunov direct method on transient stability analysis of complex power system.* In: Roum. Sci. Tech.-Electrotchn. et Energ, tom 31, 3/1986.

[5] Dimo, P. *Modele REI şi indicatori de stare. Sisteme energetice interconectate.* Editura Academiei, Bucureşti, 1979.

[6] Dimo, P. *Le réseau a bilan energétique nul dans la formation des equivalents REI.* In: Roum. Sci. Techn. Electrotechn. et Energ. tom 19, 2/1974.

[7] Dy-Liacco, T.E., Savulescu, S.C., Romarao, K.A. *An on-line Topoligical Equivalent of a Power System.* In: IEEE PAS, 97, 1978, p. 1550-1563.

[8] Dimo P., Pomârleanu, M., Bejuscu, L., Radu, I. *Actualizarea on-line a modelului echivalent al sistemelor externe pentru analize de siguranţă a SEN cu ajutorul echivalenţilor REI.* In: Energetica, vol.28, 1-2/1980.

[9] Idanov, P.S. *Stabilitatea sistemelor electroenergetice.* EES 1952.

[10] Pomârleanu, M., Bejuscu, L., Vasiliu, R. *Extinderi ale analizei nodale Dimo la teoria stabilităţii sistemelor electroenergetice; elaborarea de noi criterii pentru identificarea stărilor critice.* ICEMENERG, 1991.

[11] Venicov, V.A. *Transient Processes in Electrical Power Systems.* Mir Publishers, Moscow, 1977.

[12] x x x *Program pentru calculul stabilităţii dinamice.* Manual de prezentare şi utilizare a programelor EDIN - REDINA, 1979.

(Primit la 18 octombrie 1993, acceptat la 13 mai 1994)

DISCUŢII

Prof. dr. ing. Mircea Nemeş - Facultatea de Electrotehnică, Universitatea Tehnică Timişoara. Autorii merită felicitări pentru lucrarea amplă prezentată. Este foarte importantă identificarea on-line a prezumtivelor stări critice şi tot atît de importante sînt acţiunile de intervenţie pentru stabilizarea regimului tranzitoriu în timp util. Argumentaţia este convingătoare şi valabilă pentru un generator sincron în raport cu sistemul extern reprezentat printr-un echivalent cu un nod fictiv de tip generator.

Pentru extinderea discuţiei în sensul unor eventuale investigaţii ulterioare, solicit autorilor două comentarii. În primul rînd, cum ar trata problema pentru un sistem intern (în studiu) cu mai multe grupuri şi un sistem echivalat prin metoda REI - Dimo? O a doua întrebare se referă la schema bloc a automaticii propuse şi anume să se detalieze mecanismul hotărîrii acţiunii, mecanismul de fond al deciziei în acord cu identificarea regimului tranzitoriu periculos.

Prof. dr. ing. Eugen Potolea - Facultatea de Energetică, Universitatea "Politehnica" Bucureşti. Lipsesc unele precizări, fără de care teoria prezentată nu poate fi aplicată. Autorii rebuie să dea răspunsuri clare la cel puţin două întrebări:

1. Cum se modelează matematic un generator ? Parametrii sînt de regim tranzitoriu sau de regim permanent?

2. Ce rezultate s-au obţinut pentru o reţea electrică simplă?

Dr. ing. Marius Pomârleanu, ing. Lia Bejuscu - ICEMENERG, Bucureşti

Autorii mulţumesc referenţilor pentru atenta analiză a lucrării şi pentru pertinentele observaţii făcute. La problemele ridicate facem următoarele precizări:

- problema extinderii teoriei la un sistem cu mai multe maşini în studiu şi un generator echivalent pentru restul ansamblului se află în cercetare, lucrarea nefiind încă finalizată;

- la identificarea unui regim periculos hotărîrea deciziei uneia sau alteia dintre acţiunile preventive disponibile este luată pe baza unor calcule off-line specifice fiecărei centrale în parte.

- generatoarele se modelează într-o formă simplă, o t.e.m. în spatele reactanţei tranzitorii;

- în forma actuală a lucrării s-a adăugat o aplicaţie pe o reţea redusă la o schemă cu două maşini în care generatorul în studiu este echivalent grupurilor din CHE Porţile de Fier II, iar a doua maşină este grupul echivalent centralelor din restul sistemului.

Aliniindu-se la dezvoltarea software-ului pentru calculul regimurilor de funcţionare ale SEE pe plan mondial, colectivul de autori a prezentat încă din 1991 (inclusiv în cadrul revistei ENERGETICA) unele realizări . În lucrarea de faţă sînt prezentate succint noile contribuţii în domeniu, corelate cu evoluţia tehnicii de calcul şi a concepţiilor moderne de programare.

Joining the world software development for the computation of SEE (power systems) operating regimes, the authors have presented several achievements since 1991 (in the ENERGETICA review included). This paper briefly presents the new contribution in the field correlated with the evolution of the computation techniques and the update programming operations.

DEZVOLTAREA PROGRAMELOR PENTRU CALCULUL REGIMURILOR DE FUNCŢIONARE ALE SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Ing. mat. SORIN PĂTRĂŞCOIU, dr.ing. EUGENIU POTOLEA, ing. VASILE BOSTAN*

Descriptori: sisteme electroenergetice, regimuri de funcţionare, programe

Introducere

Este o realitate faptul că în ultimii 25 de ani a crescut în mod spectaculos gradul de utilizare a tehnicii de calcul în exploatarea sistemelor electroenergetice (SEE), atît prin aplicaţii on-line, cît şi prin dezvoltarea programelor de calcul pentru analiza regimurilor specifice de funcţionare. Această ultimă componentă a cunoscut o amplă dezvoltare datorită faptului că, nefiind legată în mod direct de funcţionarea SEE, a putut fi abordată simultan de către mai multe colective de ingineri din exploatare, proiectare, cercetare sau învăţămînt, ajungîndu-se astfel la o multitudine de programe de calcul care să rezolve o aceeaşi problemă. Odată cu dezvoltarea tehnicii de calcul şi a tehnicilor de programare, aceste programe tind să conveargă spre aceleaşi performanţe de calcul, ele deosebindu-se în principal prin algoritmele pe care le au la bază.

Pe măsură ce programele au fost testate şi validate în unităţile care exploatează sistemul electroenergetic, s-a constatat necesitatea ca astfel de programe de calcul să existe pentru toate subdomeniile exploatării SEE, constituindu-se de-a lungul anilor, pe de o parte, colective specializate în dezvoltarea acestora, iar, pe de altă parte, biblioteci de programe care au fost continuu adaptate şi perfecţionate. Astfel de biblioteci sînt raportate în literatura de specialitate, cea mai cunoscută în ţara noastră fiind biblioteca ELECTRA.

Pe plan internaţional necesitatea amintită s-a concretizat şi prin apariţia unor firme specializate în dezvoltarea unor astfel de programe, dintre care amintim:

- din S.U.A.: EDSA Micro Corporation - Power Engineering Programs (Advanced Systems for Power Engineering - ASPEN), Power Technologies Inc., CYME International Inc. şi PRO-Sym;
- din Canada : Safe Engineering Services & Technologies (SES);
- din România : SuperElectro, ForEnerg.

Au apărut, de asemenea, reviste specializate în mediatizarea realizărilor din acest domeniu, cea mai prestigioasă fiind Computer Applications in Power, editată de către The Institute of Electrical and Electronics Engineering, institut care face parte din IEEE Power Engineering Society. Revista publică noutăţile din domeniul programelor de calcul dezvoltate pentru proiectarea, exploatarea şi conducerea SEE. În România preocupări de publicare a unor astfel de realizări s-au întîlnit cu prilejul unor conferinţe sau

* Facultatea de Energetică - Universitatea "Politehnica" Bucureşti

proiectarea, exploatarea şi conducerea SEE. În România preocupări de publicare a unor astfel de realizări s-au întîlnit cu prilejul unor conferinţe sau în paginile unor reviste, dintre care amintim îndeosebi revista Energetica.

1. Preocupări actuale

Începînd cu anul 1990 în cadrul colectivului de Sisteme Electroenergetice al Facultăţii de Energetică din Bucureşti s-a pus problema alcătuirii unei biblioteci de programe de calcul al regimurilor de funcţionare ale SEN, care să aibă următoarele caracteristici de bază:

- să fie disponibilă pe calculatoare compatibile IBM PC AT;
- să fie dezvoltată într-un limbaj de programe performant;
- să fie uşor de întreţinut şi exploatat.

În vederea realizării acestor obiective au fost reluate unele programe de calcul mai vechi alcătuite în colectivul nostru, a căror funcţionare fusese testată de mai mulţi ani prin intermediul unor contracte de cercetare sau colaborări cu colective de specialişti din exploatare, proiectare sau cercetare: programul de calcul al regimului permanent, programul de calcul al regimului dinamic, programul de calcul al regimului deformant, programul de calcul al regimului permanent optimizat.

Din studiul literaturii de specialitate disponibile la acea etapă a fost trasă concluzia adoptării limbajului C, ca limbaj de program utilizîndu-se compilatoarele disponibile în diferite etape de întocmire a bibliotecii (Turbo C 1.0, Turbo C++, Borland C). Această etapă a fost destul de importantă pentru colectivul de autori, decizia fiind luată în perioada în care în domeniul energeticii limbajul Pasacal era utilizat în alcătuirea programelor într-o proporţie covîrşitoare. Pentru a se putea lua o astfel de decizie autorii au dezvoltat programul de calcul al regimului permanet în trei limbaje de programare: FORTRAN, Pascal şi C, comparînd ulterior performanţele celor trei variante [2]. Putem spune, deci, că decizia utilizării limbajului C a fost riguros argumentată prin comparaţiile făcute şi că a fost o decizie curajoasă în contextul tendinţelor de la acea vreme, ea fiind validată de evoluţia ulterioară a soflului dezvoltat pentru energetică.

Trebuie subliniat totodată şi justeţea opţiunii pentru gama de calculatoare compatibile IBM PC AT, opţiune adoptată sub influenţa literaturii de specialitate, dar care la etapa respectivă a întîmpinat rezerve din partea unor specialişti sau chiar a unor factori de decizie, rezerve justificate de dotarea hardware existentă la acea etapă în sistemul energetic, precum şi de faptul că în ţări avansate din punct de vedere tehnologic unităţile de bază ale sistemului energetic erau dodate cu calculatoare mai puternice. Evoluţia spectaculoasă a familiei de calculatoare propuse (performanţele au crescut, iar preţurile au scăzut), a făcut ca opţiunea pe care noi am făcut-o în 1990 să fie larg adoptată în prezent de către toate colectivele care dezvoltă software în energetică.

Pornind de la aceste două elemente esenţiale (familia de calculatoare şi limbajul de programare), a fost stabilită compoziţia minimală a bibliotecii de programe:

- program pentru gestiunea bazei de date necesară calculelor de regimuri;
- program pentru configurarea sistemului energetic;
- program pentru reprezentări grafice;
- program pentru calculul regimului permanent;
- program pentru calculul regimului deformant;
- program pentru calculul regimului dinamic.

Această structură minimală a fost completată ulterior cu elemente necesare extinderii funcţiilor programelor din bibliotecă (module de programe algoritmice sau sisteme expert). Astfel au fost adăugate:

- la programul de calcul al regimului permanent - un set de subrutine care permit calculul regimurilor contingente unui regim iniţial dat;
- la programul de calcul al regimului permanent - un set de subrutine care permit calculul regimului permanent optim;
- la programul de calcul al regimului deformant - un set de subrutine care permit analiza FOURIER a măsurătorilor efectuate la consumatorii deformanţi şi utilizarea rezultatelor ca date de intrare;
- la programul de calcul al regimului dinamic - un program de estimare a parametrilor de regim tranzitoriu al maşinii sincrone;
- pentru toate programele - un set de subrutine ce realizează o interfaţă video cu utilizatorul;

- pentru programele de regim permanent , regim dinamic şi regim permanent - varianta optimizată au fost dezvoltate sisteme expert care completează funcţiile acestor programe.

O atenţie deosebită a fost dată determinării caracteristicilor de bază pe care trebuiau să le îndeplinească programele. Trebuie subliniat că ideile iniţiale au fost continuu perfecţionate odată cu evoluţia conceptelor de abordare a problemelor, a limbajelor de programare, precum şi a tehnicilor de programare. În continuare sînt enumerate aceste caracteristici, fără a fi puse într-o ordine cronologică:

- programele să fie dezvoltate după o structură piramidală, adică să existe seturi de subrutine de bază (pentru citirea şi prelucrarea datelor de intrare, pentru stocarea matricelor rare, pentru rezolvarea sistemelor de ecuaţii liniare sau neliniare, pentru afişarea rezultatelor) cu ajutorul cărora să se formeze module specifice de program (de citire date de intrare, de salvare şi afişare rezultate, de calcul de regim) care să fie utilizate fără modificări în toate programele bibliotecii;

- programele de calcul ale regimurilor să poată intercomunica între ele prin intermediul fişierelor de date de intrare primare furnizate de către programele de bază de date sau a fişierelor de rezultate;

- rezultatele programelor de calcul să fie prezentate într-o formă sugestivă (numerică şi/sau grafică);

- programele să poată fi rulate atît din sistemul de operare, cît şi prin intermediul interfeţei video;

- interfaţa video să conţină comenzi asemănătoare cu cele utilizate în mod frecvent în editoarele de texte sau în programele utilitare;

- sursele de program să fie scrise îngrijit (alinieri, utilizări de simboluri sugestive, comentarii) pentru a putea fi uşor de modificat la variantele ulterioare ;

- programele să posede un nume sugestiv şi un indicator de variantă, care să fie actualizat ori de cîte ori este nevoie.

Biblioteca de programe este formată din următoarele programe:

- programul FIŞIERE - conţine fişierele cu datele de intrare necesare calculelor regimurilor de funcţionare ale S.E.E.;

- programul CONFIG - stabileşte configuraţia de funcţionare a unui S.E.E. în calculele de regimuri dinamice;

- mediul integrat de programe TurboREPER calculează regimul permanent, regimuri contingente unui regim permanent şi regimul permanent optimizat al unui SEE;

- mediul integrat de programe REDEF - calculează regimul deformant de funcţionare al unui SEE, efectuînd şi analiză Fourier a curbelor de curent atunci cînd este cazul;

- programul REDIN - calculează regimul dinamic de funcţionare al unui SEE;

- programul ESTIM - estimează parametrii de regim tranzitoriu ai maşinii sincrone;

- sistemul expert CONTING - determină contingenţele periculoase aferente unui regim de funcţionare al unui SEE;

- sistemul expert OPTIM - identifică condiţiile de funcţionare ale unui SEE necesare pentru obţinerea de regimuri de funcţionare admisibile;

- sistemul expert DEFECT - localizează şi identifică defectele dintr-un SEE;

- programul GRAFIC - permite reprezentarea rezultatelor obţinute cu programele de calcul anterioare în grafice bidimensionale.

2. Prezentarea programelor

2.1. Programul FIŞIERE

Este un program de tip "utilitar", care poate fi utilizat pentru completarea următoarelor tipuri de fişiere:

- fişiere cu datele topologice ale reţelei (de noduri şi de laturi);

- fişiere cu parametrii echipamentelor care funcţionează în SEE (linii electrice, transformatoare, generatoare, sistemele de reglare automată a tensiunii, turbine, sistemele de reglare automată a vitezei, cazane, reglaj cazan, reglaj bloc, reactoare nucleare, motoare);

- fişiere cu incidentele care pot să apară pe parcursul unui regim tranzitoriu (scurtcircuite, conectări sau deconectări de laturi sau de noduri modificarea parametrilor unor legături electrice, modificarea puterilor nodale, funcţionarea în regim asincron etc.).

Programul reprezintă de fapt un editor de fişiere specializat pentru tipurile de fişiere utilizare în electroenergetică şi este realizat aşa încît să poată fi utilizate tastele cu care sîntem obişnuiţi să lucrăm în editoarele de fişiere consacrate (săgeţile, PgUp, PgDw, Ctrl+PgUp, Ctrl+PgDw, Bs, Del, Ins, Tab, F1, F2, F8, F10). În funcţie de tipul de fişier editorul efectuează şi o validare a datelor care poate fi atît topologică (de exemplu nu permite introducerea în fişierul de scenariu a deconectării unei laturi care nu există în fişierul cu

datele de reţea), cît şi funcţională (de exemplu nu se poate introduce un nod cu numărul de ordine 15.48 sau o rezistenţă negativă).

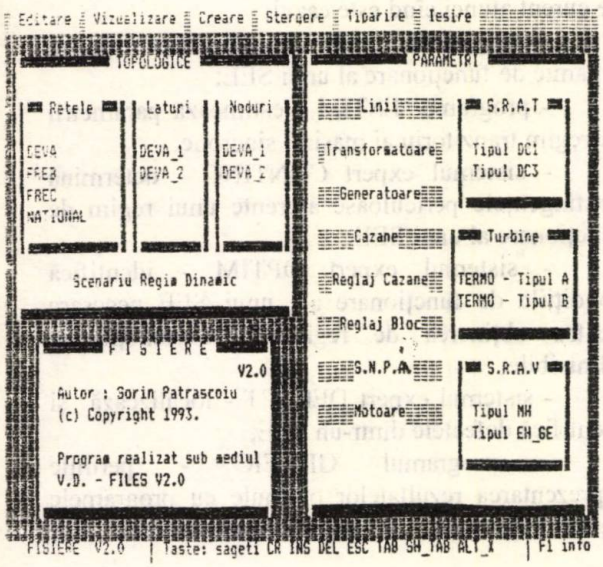


Fig.1. Ecranul principal al programului FIŞIERE.

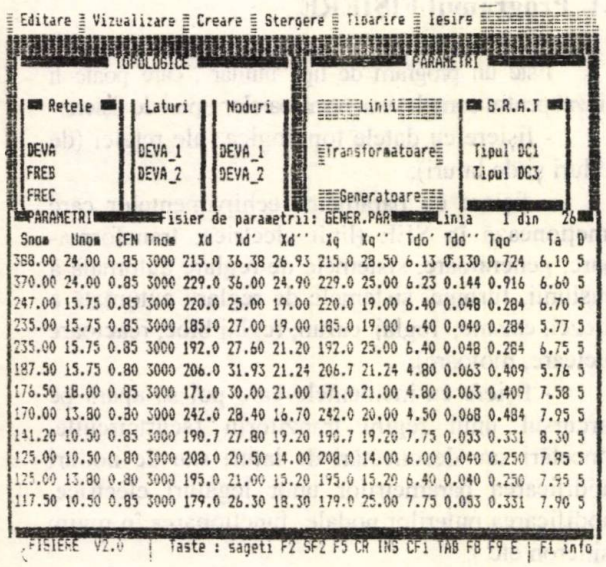


Fig.2. Fişier editat cu programul FIŞIERE.

2.2. Programul CONFIG

Este un program utilitar extrem de util pentru stabilirea bazei de date necesare calculelor de regimuri dinamice. Pot fi alese configuraţiile centralelor, protecţiilor şi automatizărilor, precum şi cele ale consumatorilor. Programul face apel la fişierele de parametrii alcătuite cu programul FIŞIERE.

Pentru *centrale* se poate alege în primul rînd tipul centralei (CTE, CHE, CNE) şi, în funcţie de acesta, tipurile echipamentelor componente (generator, SRAT, turbină, SRAV - la toate tipurile; cazan, reglaj cazan, reglaj bloc - la CTE; reactor nuclear - la CNE); în final se aleg înregistrările din fişierele cu parametrii echipamentelor.

Protecţiile şi automatizările se aleg în funcţie de echipamentul protejat: legătură electrică sau nod. Astfel pentru linii electrice pot fi alese valori ale timpilor şi ale mărimilor de acţionare pentru următoarele: protecţia de distanţă, maximala de curent, secţionarea de curent, RAR. Pentru noduri se pot alege valori ale timpilor şi ale mărimilor de acţionare pentru DAS de tensiune sau de frecvenţă sau pentru protecţii specifice generatorului (fast-valving, frînare electrică, ieşire din sincronism).

Pentru *consumatori* se fixează procentul de putere statică consumată, precum şi coeficienţii după care aceasta depinde de tensiunea relativă şi de frecvenţa relativă.

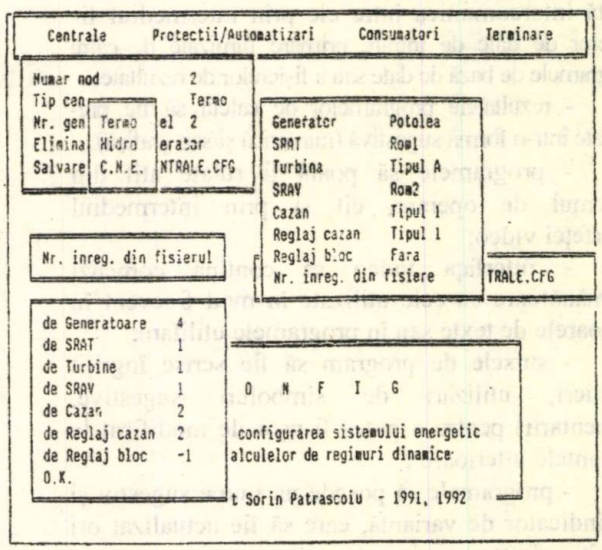


Fig. 3. Alegerea echipamentelor dintr-o centrală cu programul CONFIG.

2.3. Mediul integrat de programe TurboREPER

Este format din două programe executabile - TRP.EXE şi REPER.EXE - şi din două fişiere care conţin mesajele din helpul contextual - REPER.HLP şi OPTIM.HLP. Principalele funcţiuni ale mediului sînt următoarele [3]:

- editarea fişierelor cu date de intrare;
- validarea datelor de intrare;
- calculul regimului permanent de funcţionare a unui S.E.E.;
- calculul contingenţelor aferente unui regim permanent de funcţionare;
- calculul regimului permanent optimizat al unui SEE;
- analiza detaliată a rezultatelor obţinute.

Algoritmele folosite au la bază următoarele metode:

- pentru calculul regimului permanent - metoda Newton-Raphson;
- pentru calculul regimului optimizat - metoda Dommel-Tinney.

Mediul este un bun exemplu pentru a demonstra cum trebuie abordate problemele de algoritm şi de programare atunci cînd se pune problema vitezei de calcul, a dimensiunii problemei de studiat sau a uşurinţei în utilizare a unui produs software. O atenţie deosebită a fost acordată gestiunii memoriei în timpul procesului de calcul, avînd în vedere dimensiunea cumulată a celor două programe - aproximativ 350 kO de memorie, precum şi faptul că pentru calculul regimurilor contingente nu este nevoie de o recitire a fişierelor cu datele reţelei, ele fiind stocate în memorie pînă la apariţia unei modificări fatale în secvenţele de rulare.

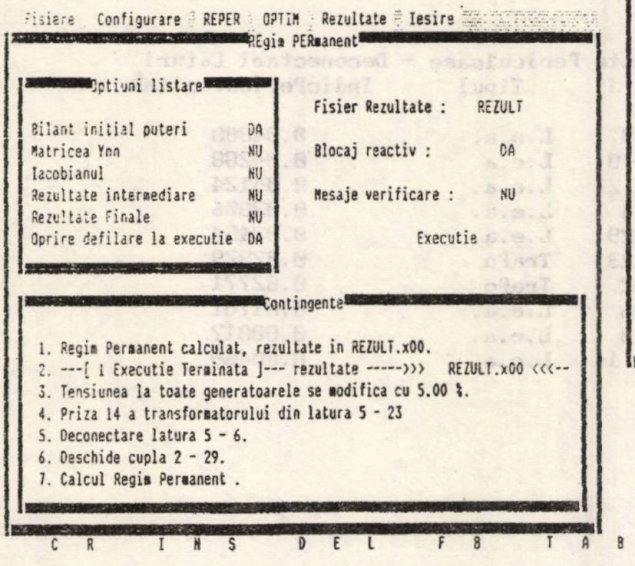


Fig.4. Rularea unui regim permanent cu contingenţe din TurboREPER

Programul poate calcula regimuri pentru reţele avînd între 2 şi 1000 de noduri; timpul de calcul al regimului permanent pentru reţeaua naţională este de aproximativ 4 secunde pe un calculator cu OP 80486 la frecvenţa de 33 Mhz. Avînd în vedere modul în care este conceput mediul se pot calcula, pornind de la un regim permanent, regimuri optimizate sau regimuri contingente (provocate de variaţia tensiunii impuse la generatoare, variaţia puterilor nodale, conectarea/deconectarea unor laturi sau cuple, modificarea prizelor la transformatoare ş.a.); pentru unele reţele se poate studia efectul aplicării în lanţ a unor contingente, mergîndu-se pînă la obţinerea regimurilor neconvergente.

O atenţie deosebită a fost acordată prelucrării rezultatelor, utilizatorul avînd la dispoziţie pentru fiecare rulare un set de fişiere care conţin:

- tensiunile şi puterile nodale;
- bilanţul puterilor pe reţea sau pe zone ale reţelei;
- circulaţia de puteri pe laturile reţelei;

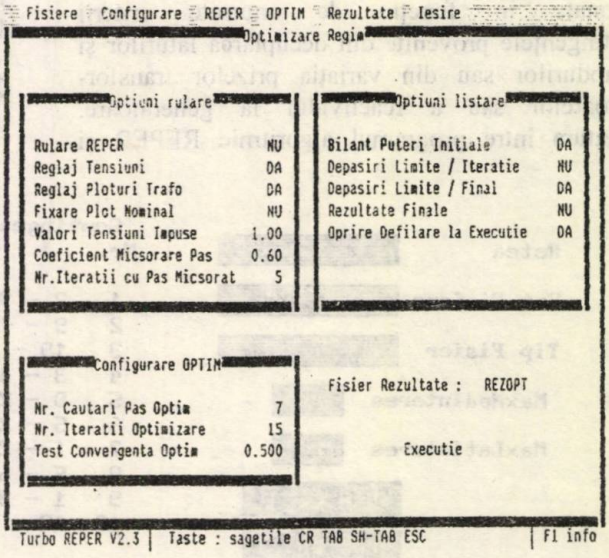


Fig.5. Rularea unui regim permanent optimizat din TorboREPER.

- pierderile de puteri pe reţea, pe zone de reţea, pe niveluri de tensiune şi pe tipuri de echipamente;
- informaţii privind contextul în care a fost efectuată rularea (configuraţie, dată etc.).

Un avantaj deosebit al TurboREPER rezidă din faptul că este dotat cu un *help contextual*, care, în funcţie de locul în care utilizatorul se găseşte în mediu, oferă informaţii cu privire la:

- tastele disponibile într-un anumit context şi consecinţele utilizării lor;
- modul în care trebuie alese valorile anumitor mărimi care pot influenţa procesul de calcul;
- semnificaţia notaţiilor utilizate în editorul de fişiere.

Este de menţionat că faţă de versiunea iniţială 1.0, disponibilă în decembrie 1992, au fost aduse unele completări şi modificări, în prezent fiind valabilă versiunea 2.5.

2.4. Sistemul expert CONTING

Sub sistemul expert cadru VPX, versiunea 2.0, a fost dezvoltat un sistem expert care detectează contingenţele periculoase unui regim permanent dat. Pentru aceasta a fost conceput un sistem de reguli care se bazează pe scopul existenţei sistemelor electroenergetice: *alimentarea tuturor consumatorilor în condiţii de calitate a energiei electrice.* Alegîndu-se un număr de laturi şi de noduri de interes, sînt depistate şi ordonate în funcţie de anumite criterii contingenţele provenite din decuplarea laturilor şi a nodurilor sau din variaţia prizelor transformatoarelor sau a reactivului la generatoare. Legătura între programul algoritmic REPER şi sistemul expert CONTING a fost realizată prin fişierele de rezultate prelucrate cu utilitarul dBase 3, abordare care a fost posibilă datorită modului în care a fost proiectat VPX pentru manipularea bazelor mari de date numerice, baze caracteristice aplicaţiilor din domeniul SEE. În figura 6 este prezentat unul din ecranele acestui sistem expert, care pune în evidenţă şi facilităţile grafice ale sistemului expert cadru.

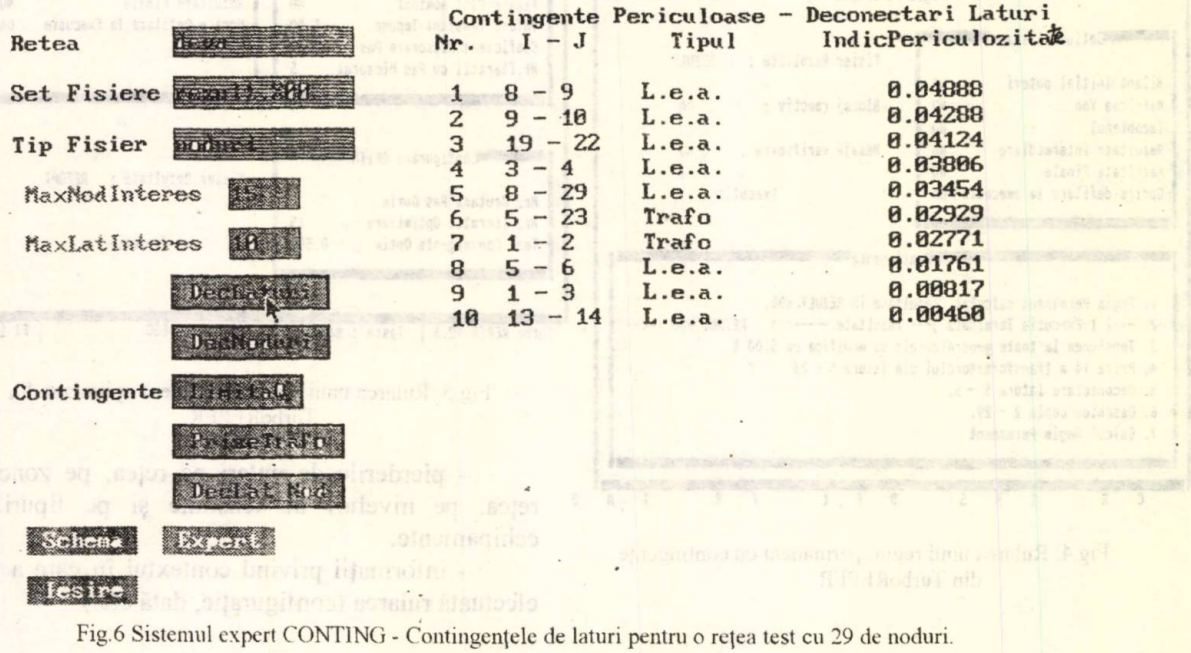


Fig.6 Sistemul expert CONTING - Contingenţele de laturi pentru o reţea test cu 29 de noduri.

2.5. Sistemul expert REGLAJ-VQ

Folosind un sistem expert cadru CLIPS, a fost implementat un sistem suport de decizie, bazat pe 8 reguli, destinat selectării celor mai potrivite acţiuni de control în reglajul optim al tensiunii şi puterii reactive.

Acest modul valorifică experienţa de conducere a unor specialişti din sistemul energetic naţional, capturat sub forma regulilor de producţie şi foloseşte rezultate numerice (coeficienţi de sensibilitate) furnizate de programele algoritmice. Un alt modul de tip sistem expert a fost dezvoltat pentru asistarea operatorilor în interpretarea şi aplicarea rezultatelor programului de optimizare a regimului permanent (interpretarea multiplicatorilor Lagrange, a restricţiilor şi rezultatelor obţinute).

2.6. Mediul integrat de programe REDEF

Este format din şase programe executabile,

dintre care patru sînt specifice -MENIU.EXE, BINTEXT.EXE, AFUN.EXE şi REDEF.EXE, celelalte două fiind preluate din TurboREPER. Programul MENIU.EXE are rolul de program manager, din care pot fi setate opţiunile de rulare şi apoi rulate toate celelalte programe componente ale mediului [4]; rularea se poate face numai secvenţial.

Funcţiile de bază ale mediului sînt următoarele:

- calculul regimului permanent de funcţionare considerat în ipoteza că toţi consumatorii sînt liniari;
- alcătuirea fişierelor specifice regimului deformant;
- modelarea reţelei funcţionînd în regim deformant;
- analiza FOURIER a curenţilor nesinusoidali generaţi de către consumatorii deformanţi;
- calculul regimului deformant pentru reţeaua studiată.

Mediul permite alegerea unor opţiuni: tipul consumatorului deformant dintr-un nod, numărul de armonici studiate, proporţia din puterea nodală care este consumată în mod deformant, opţiuni în legătură cu analiza Fourier - se foloseşte un algoritm de analiză Fourier rapidă - a curenţilor nesinusoidali. Regimul deformant se calculează ca o suprapunere de regimuri permanente determinate pentru fiecare armonică în parte; calculul se face iterativ pînă cînd valoarea efectivă a tensiunii în fiecare nod deformant la începutul, respectiv la sfîrşitul calculului, satisface un test de convergenţă. Rezultatele obţinute sînt prezentate sub forma unor grafice tridimensionale, avînd pe axe amplitudinea armonicilor de tensiune, numărul de ordine al acestor armonici şi numărul de ordine al nodurilor din reţea.

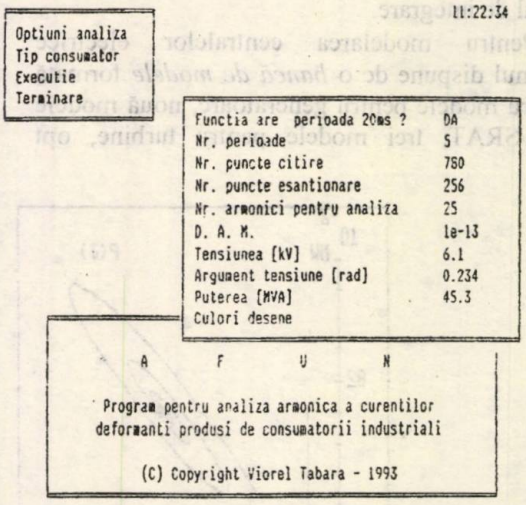


Fig.7. Opţiunile programului AFUN.

2.7. Programul REDIN

Este programul de calcul al regimului tranzitoriu pe termen scurt, mediu şi lung. Programul utilizează rezultatele calculului de regim permanent şi informaţiile înmagazinate în fişierele formate cu ajutorul programului CONFIG, precum şi valorile necesare din fişierele formate cu

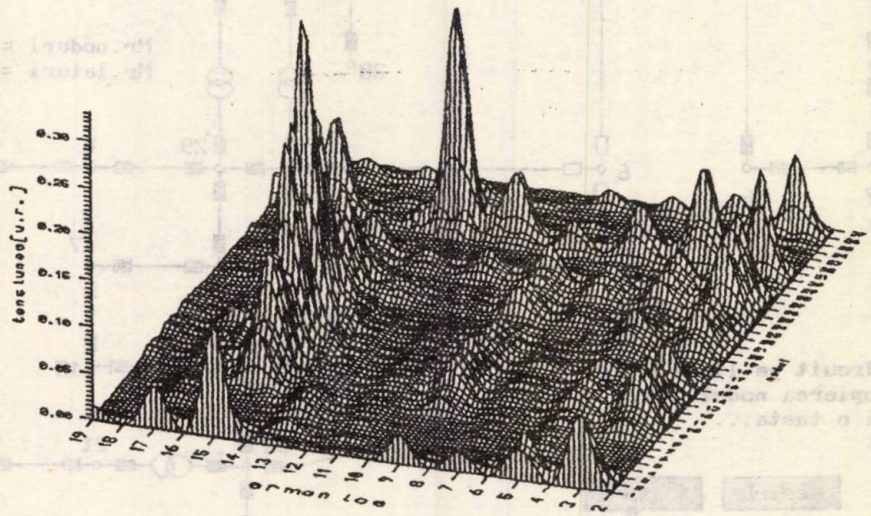


Fig.8. Modul de prezentare a rezultatelor programului REDEF pentru o reţea cu 37 de noduri din care două sînt deformante (10 şi 33).

ajutorul programului FISIERE. Pentru rezolvarea sistemului de ecuaţii algebrice este utilizată metoda Newton-Raphson, iar pentru integrarea sistemului de ecuaţii diferenţiale este utilizată metoda Euler modificată, cu pas variabil de integrare; variaţia pasului se face prin intermediul unei metode matematice bazate pe calculul erorilor efectuate în procesul de integrare.

Pentru modelarea centralelor electrice programul dispune de o *bancă de modele* formată din patru modele pentru generatoare, nouă modele pentru SRAT, trei modele pentru turbine, opt modele pentru SRAV şi cîte un model pentru cazan, reglajul cazanului, reglajul blocului şi pentru reactorul nuclear. Datorită unei tehnici speciale de construcţie a acestor modele - asemănătoare cu cea promovată de programarea orientată pe obiecte - ele pot fi utilizate în orice combinaţie permisă de tipul centralei. Acţiunile protecţiilor şi automatizărilor pot fi impuse prin intermediul fişierului de scenariu creat cu programul FIŞIERE sau pot apărea pe parcursul calculului, ca urmare a îndeplinirii unor condiţii de acţionare. Rezultatele calculului sînt prezentate în

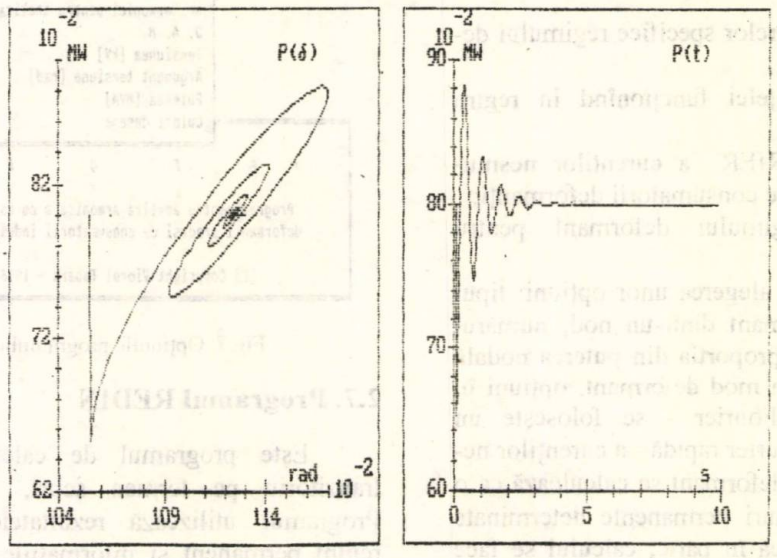


Fig.9. Prezentarea grafică a rezultatelor programului REDIN.

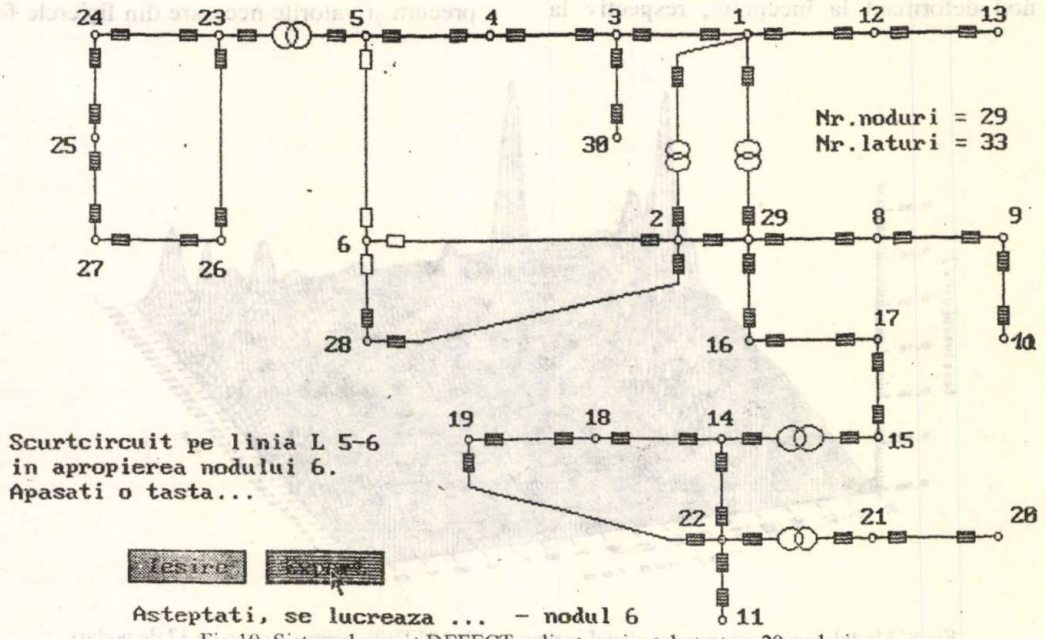


Fig.10. Sistemul expert DEFECT aplicat unei reţele test cu 29 noduri.

mod sugestiv cu ajutorul programului GRAFIC.

În prezent programul este în stare de modificare, în sensul completării şi modernizării unei versiuni mai vechi în care au fost puse bazele acestui program.

2.8. Sistemul expert DEFECT

Este dezvoltat sub sistemul expert cadru VPX şi are ca scop depistarea locului în care a avut loc un defect în reţea, precum şi a tipului defectului. Pentru aceasta trebuie cunoscută schema reţelei şi starea tuturor întrerupătoarelor din reţea. Prin intermediul unor facilităţi grafice ale SE cadru utilizat, poate fi modificată starea întrerupătoarelor utilizînd mouse-ul, analizîndu-se ulterior noua situaţie creată. În felul acesta programul poate fi utilizat şi ca un simulator pentru antrenarea operatorilor dispeceri. Pentru a depista tipul defectului, DEFECT are nevoie de anumite valori ale curenţilor de defect care trebuie calculate aprioric cu ajutorul unui program algoritmic.

2.9. Programul ESTIM

Este utilizat pentru estimarea parametrilor de regim tranzitoriu din axa **d** ai maşiniii sincrone pe baza unor măsurători efectuate în regim de scurtcircuit trifazat la borne. Măsurătorile pot fi simulate pornind de la ecuaţiile analitice de evoluţie în timp a curenţilor statorici şi a curentului de excitaţie. Se calculează valorile la momente de timp predefinite şi se aplică acestora abateri generate aleator în ambele sensuri care se încadrează între anumite limite.

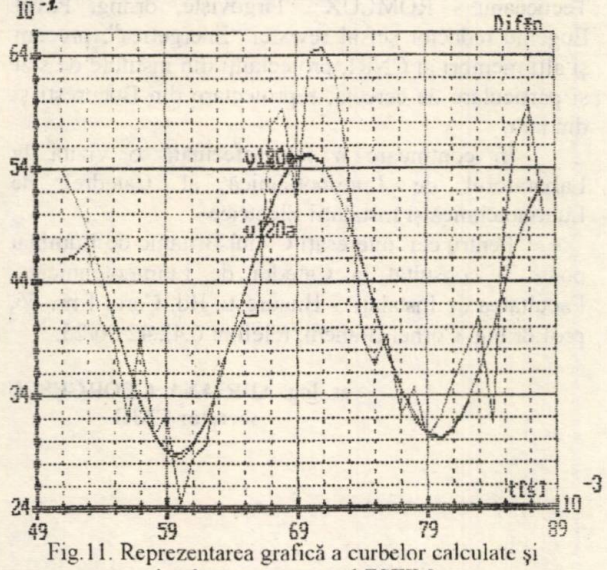


Fig.11. Reprezentarea grafică a curbelor calculate şi simulate cu programul ESTIM.

Programul permite studierea influenţei pe care o are alegerea valorilor iniţiale, precum şi a influenţei impreciziei măsurătorilor simulate asupra valorilor estimate ale parametrilor.

2.9. Programul GRAFIC

Este un program utilitar, care permite reprezentarea grafică a unui set de 10 mărimi calculate de către programul REDIN. Dintre calităţile programului amintit :

- permite reprezentarea simultană a mai multor fişiere de rezultate;
- permite reprezentarea simultană pe ecran a unui număr variabil de grafice (1 ... 6);
- permite alegerea nodurilor pentru care se vor reprezenta mărimile;
- permite reprezentarea oricărei mărimi în funcţie de oricare mărime;
- permite scalarea automată a axelor graficelor;
- permite "decupări" în grafice, atît după abscisă, cît şi după ordonată;
- permite copierea la imprimantă a ecranului sau a unei părţi din ecran.

Pentru reprezentările tridimensionale este utilizat programul utilitar SURFER.EXE.

Concluzii

Biblioteca de programe este însoţită de un număr de opt reţele pe care se pot rula aplicaţiile, între care se află atît reţele de test cu 2,5 sau 30 de noduri, cît şi reţele desprinse din sistemul electroenergetic naţional (reţeaua naţională, reţeaua FRE Deva, reţeaua FRE Ploieşti şi altele.), care au noduri cu tensiuni medii, înalte sau foarte înalte. În felul acesta biblioteca reprezintă un puternic instrument de calcul al regimurilor de funcţionare al sistemului electroenergetic, care poate fi utilizat în scop didactic, pentru antrenarea operatorilor dispeceri sau la luarea fundamentală a deciziilor în exploatarea reţelelor sau sistemului.

În urma experienţei cîştigate prin folosirea bibliotecii de programe au reieşit unele direcţii de completare şi modernizare, dintre care amintim:

- dezvoltarea unui program pentru simularea comutaţiilor în reţelele electrice;
- abordarea unora dintre programele prezentate prin prisma calculului în mărimi trifazate;
- introducerea acţionării cu mouse-ul a meniurilor din interfeţele grafice;

- posibilitatea rulării de sub programul utilitar WINDOWS.

Acest lucru va fi posibil numai în condiţiile completării echipei care dezvoltă programele cu tineri ingineri de formaţie electroenergetică, termoenergetică şi informatică, precum şi în condiţiile existenţei unei finanţări corespunzătoare din partea potenţialilor beneficiari.

BIBLIOGRAFIE

[1] Potolea, E., Tudose, M. *Sisteme electroenergetice*. Litografia I.P.B., Bucureşti, 1988

[2] Potolea, E., Pătrăşcoiu, S., Bostan, V. *Utilizarea limbajelor FORTRAN, Pascal şi C în programele de analiză a regimurilor sistemelor electroenergetice*. In : Energetica, nr.5B, sept 1991.

[3] Tabără, V. *Mediu integrat de programe pentru analiza regimului deformant de funcţionare al sistemelor electroenergetice*. Proiect de diplomă, Bucureşti, 1993.

[4] Bostan, V. *Metodologii pentru conducerea optimală a reţelelor de înaltă şi medie tensiune*. Teză de doctorat, UPB, iulie 1993.

[5] x x x Colecţia revistei "Computer Applications in Power", 1990, 1991, 1992,1993.

(Referent de specialitate: conf. dr. ing. Mircea Nemeş)

(Primit la 14 decembrie 1993, acceptat la 16 mai 1994)

Informaţii

De la CNRI ni se comunică un eveniment deosebit pentru energeticienii specialişti în iluminat şi luminotehnică:

În zilele de 8 şi 9.04.1994 domnul *Robin Aldworth, preşedintele Comitetului Internaţional de Iluminat (CIE),* a efectuat o vizită în România cu scopul de a cunoaşte mai bine activitatea Comitetului Naţional Român de Iluminat.

Cu această ocazie, la Facultatea de Instalaţii-Bucureşti a avut loc Simpozionul Naţional organizat de CNRI la care domnia sa a prezentat o lucrare de mare importanţă teoretică şi practică: *Codul britanic de iluminat (Cibse Lighting Code).*

Preşedintele CNRI, prof.dr.ing. C. Bianchi a făcut o scurtă prezentare a activităţii CNRI (Comitetul Naţional Român de Iluminat) începînd cu 1990, an ce a marcat reprimirea comitetului român în CIE. La discuţii au participat: rectorul ICB, prof.dr. ing.M.Soare, responsabilii celor 7 divizii ale CNRI (divizia 1 - prof.ing. Fl. Pop, divizia 2 - fiz. Felicia Ionescu, divizia 3 - ing.C.Chioreanu, divizia 4 - ing. I. Păscuţ, divizia 5 - ing. Mariana Augustin, divizia 6 - ing. Eugenia Sufrim, divizia 7 - prof. dr. ing. P. Dinculescu), dr. ing. Ladislau Oberst - director ELBA S.A. Timişoara - vicepreşedinte, prof. dr. ing. Tecuceanu - ROMLUX Tîrgovişte, dr.ing. Pavel Eugeniu redactor şef al revistei "Energetica", precum şi alţi membri al CNRI, proiectanţi din institute de stat şi particulare de cerceta, reproiectare din Bucureşti şi din ţară.

În continuare a fost efectuată o vizită la Laboratorul de Luminotehnică al Catedrei de Luminotehnică şi Instalaţii Electrice

Pentru cei interesaţi Codul Britanic de Iluminat poate fi consultat la Catedra de Luminotehnică - Facultatea de Instalaţii - Bucureşti, Bd. Carol I nr. 66, prof.dr.ing. Cornel Bianchi, telefon: 6.42 42 00/25.

as. ing. ADRIANA GEORGESCU
secretar CNRI

Sînt circa 25-30 ani de cînd se propun în literatură diferite funcţii Liapunov pentru studiul stabilităţii tranzitorii a maşinii sincrone şi a sistemului electroenergetic. În lucrare se demonstrează că există o singură funcţie Liapunov a maşinii sincrone, care se defineşte în funcţie de energia internă.

Criteriul ariilor este folosit în mod curent în studiul stabilităţii tranzitorii a unui sistem electroenergetic, în care generatoarele se înlocuiesc cu două generatoare echivalente. În lucrare se propune un algoritm eficient pentru verificarea stabilităţii tranzitorii fără echivalarea generatoarelor.

CRITERII PRACTICE PENTRU STABILITATEA TRANZITORIE A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

prof. dr. ing. EUGENIU POTOLEA*

The literature has been suggesting various Liapunov functions for the transitory stability study of the synchronous machine and of the power system, since about 25-30 years ago. The paper demostrates that there is only one Liapunov function of the synchronous machine which is defined, depending on the internal energy.

The areas criterium is currently used in the transitory stability study of a power system, where generators are replaced by two equivalent ones. The paper presents an efficient algorithm for checking the transitory stability without the generators equivalence.

Descriptori: sisteme electroenergetice, stabilitate tranzitorie, criterii practice

Introducere

Există multe programe de calcul, care dau rezultate satisfăcătoare în analiza regimurilor tranzitorii ale sistemelor electroenergetice însă nu oferă soluţii acceptabile pentru determinarea limitelor de stabilitate, altfel decît prin încercări repetate. Cercetările din ultimii 20 de ani s-au concentrat pe aspectele matematice ale teoriei lui Liapunov asupra stabilităţii mişcării perturbate. Mulţi autori au încercat să construiască funcţii Liapunov prin raţionamente intuitive în loc să folosească modelul matematic complet al sistemului fizic care este maşina sincronă.

Studiul stabilităţii mişcării rotorului în sensul lui Liapunov şi demonstrarea unor criterii practice de stabilitate dinamică necesită tratarea corectă a două probleme principale: exprimarea funcţiei de stare W a sistemului în care au loc fenomene mecanice şi electromagnetice şi aproximarea condiţiilor de stabilitate pentru a obţine criterii practice.

În această ordine de idei se propune un algoritm eficient pentru verificarea stabilităţii dinamice a unui sistem electroenergetic complex, fără a calcula regimurile tranzitorii şi fără a echivala generatoarele.

1. Modelul matematic al maşinii sincrone

Se consideră maşina sincronă idealizată şi ecuaţiile modelului matematic:

- ecuaţiile de mişcare a rotorului:

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = C_m - C_e; \quad \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \qquad (1)$$

- ecuaţiile circuitelor electrice statorice a, b, c, transformate cu ajutorul componentelor normate *d, q:*

* Facultatea de Energetică, Universitatea "Politehnica" Bucureşti

$$U_d + R_s \cdot I_d = -\frac{d\phi_d}{dt} + \omega \cdot \phi_q$$

$$U_q + R_s \cdot I_q = -\frac{d\phi_q}{dt} - \omega \cdot \phi_d \quad (2)$$

- ecuaţiile circuitelor electrice rotorice: excitaţie f pe axa d şi amortizoare $k_1 = 1,2, \ldots, n$ pe axele d şi q:

$$-U_f + R_f \cdot I_f = -\frac{d\phi_f}{dt}; \quad R_k \cdot I_k = -\frac{d\phi_k}{dt} \quad (3)$$

Cuplul electromagnetic (valoare instantanee) la arborele rotorului şi puterea trifazată (valoare instantanee) la bornele circuitelor statorice se exprimă cu relaţiile:

$$C_e = I_d \cdot \phi_q - I_q \cdot \phi_d; \quad P_b = I_d \cdot U_d + I_q \cdot U_q \quad (4)$$

Modelul matematic (1), (2), (3), (4) se completează cu relaţiile algebrice care exprimă fluxurile magnetice în funcţie de curenţi; de exemplu:

$$\phi_d = L_d \cdot I_d + L_{df} \cdot I_f \quad ; \quad \phi_q = L_q \cdot I_q + L_{qk} \cdot I_k$$

$$\phi_f = L_{fd} \cdot I_d + L_f \cdot I_f \quad ; \quad \phi_k = L_{kq} \cdot I_q + L_k \cdot I_k \quad (5)$$

Modelul matematic prezentat se adaptează în continuare la calculul regimurilor permanente şi tranzitorii din reţeaua electroenergetică în care debitează generatorul.

În regim permanent sinusoidal se admite aproximaţia $R_s \approx 0$ şi se exprimă puterea activă P în funcţie de tensiunea electromotoare sincronă

$$E_q = -\omega_0 L_{df} I_f:$$

$$P = \frac{E_q U}{X_d} \cdot \sin\delta + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q} \cdot \sin 2\delta \equiv P(\delta) \quad (6)$$

Dacă circuitele statorice a,b,c sînt în regim tranzitoriu se admit aproximaţiile regimului cvasisinusoidal $d\phi_d / dt = d\phi_q / dt = 0$, $R_s = 0$ şi se exprimă puterea activă P în funcţie de tensiunea electromotoare tranzitorie E'_q (pentru maşina fără circuite de amortizare):

$$P = \frac{E'_q \cdot U}{X'_d} \cdot \sin\delta + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X'_d - X_q}{X'_d \cdot X_q} \cdot \sin 2\delta \equiv P'(\delta) \quad (7)$$

$$T'_d \cdot \frac{dE'_q}{dt} + E'_q = \frac{X'_d}{X_d} \cdot E_q + \left(1 - \frac{X'_d}{X_d}\right) \cdot U \cdot \cos\delta \quad (8)$$

Ecuaţiile analoage cu (7), (8) se demonstrează pentru cazul general al maşinii cu circuite de amortizare pe axele rotorice d şi q. Modelul matematic (7), (8) se modifică şi se completează cu noi ecuaţii diferenţiale, determinate de circuitele de amortizare.

2. Condiţii de stabilitate dinamică

O suprafaţă închisă Σ care conţine maşina sincronă, intersectează axul rotoric şi bornele circuitelor electrice a, b, c şi f. Se aplică principiul conservării energiei pentru volumul V_Σ, închis de suprafaţa Σ (fig.1):

$$C_m \cdot d\theta = dW + P_\Sigma \cdot dt \quad (9)$$

sau

$$\frac{dW}{dt} = C_m \cdot \omega - P_\Sigma \quad (10)$$

unde:

$C_m\, d\theta$ este lucrul mecanic dL efectuat de cuplul extern C_m pe arborele rotorului:

dW - energia electrică transmisă în exterior pe la bornele circuitelor electrice $(P_b - P_{f'})dt$

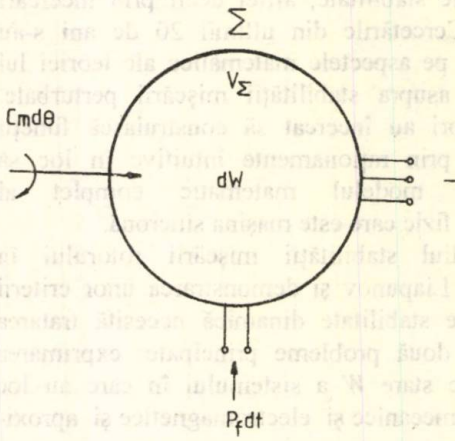


Fig.1. Principiul conservării energiei pentru un sistem electromecanic

Unghiurile θ,δ din relaţiile (1), (9) au semnificaţii diferite. Unghiul $\theta = \omega t + \theta_0$ se măsoară între o axă rotorică şi o axă statorică, iar unghiul $\delta = \theta - \omega_0 t$ se măsoară între o axă rotorică şi o axă de referinţă, care se roteşte cu viteza unghiulară ω_0.

Energia internă W este o funcţie de stare, care se exprimă numai în funcţie de variabilele de stare ale sistemului fizic conservativ din volumul V_Σ. Sistemul fizic al maşinii sincrone poate fi considerat conservativ, deoarece pierderile de energie sub formă de căldură sînt neglijabile. În aceste condiţii dW este diferenţiala totală a energiei interne şi se spune că funcţia W este conservativă:

$$W = \frac{1}{2}\cdot J\cdot\omega^2 + \frac{1}{2}\cdot\left(I_d\cdot\phi_d + I_q\cdot\phi_q\right) + \frac{1}{2}\cdot I_f\cdot\phi_f + \\ + \frac{1}{2}\cdot\sum_{k=1}^{na} I_k\cdot\phi_k, \qquad (11)$$

unde:

1/2 $J\omega^2$ este - energia cinetică a unui corp în rotaţie;

1/2 $I\phi$ - energia electrocinetică a unui circuit electric.

Dacă $\omega = 0$, $\phi_d = \phi_q = \phi_f = \phi_k = 0$ rezultă $W = 0$. Se spune că funcţia W este definită faţă de starea de referinţă $W = 0$.

Dacă $dW = 0$ atunci sistemul este într-o stare de echilibru $W = W_0$, care poate fi starea de referinţă dacă $W_0 = 0$. Starea sistemului, în care $W \neq W_0$ se numeşte stare perturbată sau de tranziţie între două stări de echilibru.

În figura 2 este reprezentată caracteristica $P_e = P(\delta)$ din (6) pentru generatorul cu poli înecaţi $\left(X_d = X_q\right)$, care debitează pe un nod de echilibrare $\left(\omega = \omega_0,\ U = U_0\right)$ al unei reţele electroenergetice.

Fie trei stări de echilibru A, B, D. Numai stările A, B sînt stabile conform criteriului de stabilitate sincronă $dP/d\delta \geq 0$. Dacă A este starea iniţială, iar B este starea finală se cere să se studieze stabilitatea tranziţiei de la A la B. Se consideră că starea din B este W_0, iar starea iniţială din A devine stare perturbată, la fel ca şi starea de tranziţie W.

Starea de tranziţie W oscilează în jurul stării de echilibru W_0 în următoarele condiţii:

dacă $W \geq W_0$ şi $dW/dt \leq 0$

dacă $W \leq W_0$ şi $dW/dt \geq 0$ (12)

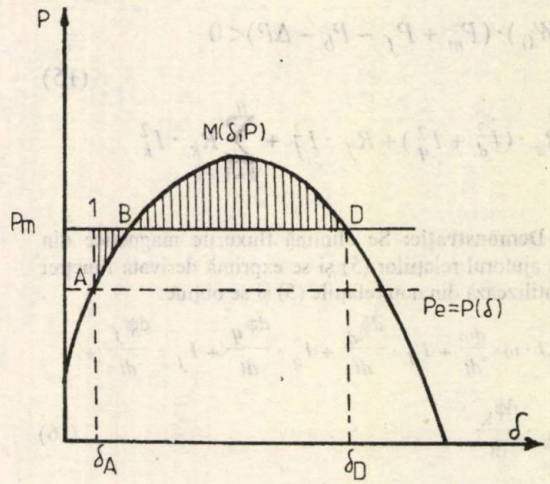


Fig.2. Caracteristicile de putere P_m şi $P_e = P(\delta)$

Din relaţiile (12) rezultă condiţia unică de stabilitate tranzitorie:

$$\left(W - W_0\right)\cdot\frac{dW}{dt} \leq 0 \qquad (13)$$

Dacă se defineşte funcţia $V = (W - W_0)^2$ atunci condiţia (13) devine $dV/dt < 0$. Funcţia pozitiv definită V este funcţia Liapunov a maşinii sincrone.

În relaţia (10) se consideră $P_m = C_m\omega$, $P_\Sigma = P_b - P_f$, unde $P_f = I_f U_f$ şi se obţine din (13):

$$(W - W_0)\cdot(P_m + I_f' U_f - P_b) \leq 0 \qquad (14)$$

Două din mărimile de stare externă P_m şi U_f sînt reglate automat în funcţie de mărimile de stare ω, U_b. Condiţia de stabilitate (14) este generală, în sensul că se aplică atît la studiul stabilităţii naturale, cînd $P_m = P_{m0}$, $U = U_0$, cît şi la studiul stabilităţii condiţionate, cînd ΔP_m, ΔU se exprimă cu ajutorul funcţiilor de transfer ale regulatoarelor automate.

Dacă starea W este oscilantă atunci oscilaţiile sînt neamortizate deoarece s-a admis

ipoteza sistemului conservativ. Condiţia de stabilitate (14) este necesară pentru oscilaţia neamortizată, dar este numai suficientă (acoperitoare) pentru mişcarea reală amortizată. Condiţia necesară şi suficientă de stabilitate a mişcării amortizate este:

$$(W - W_0)\cdot(P_m + P_f - P_b - \Delta P) < 0 \tag{15}$$

$$\Delta P \cdot R_s \cdot (I_d^2 + I_q^2) + R_f \cdot I_f^2 + \sum_{k=1}^{n} R_k \cdot I_k^2$$

Demonstraţie: Se elimină fluxurile magnetice din (11) cu ajutorul relaţiilor (5) şi se exprimă derivata funcţiei W. Se utilizează din nou relaţiile (5) şi se obţine:

$$\frac{dW}{dt} = J\cdot\omega\cdot\frac{d\omega}{dt} + I_d\cdot\frac{d\phi_d}{dt} + I_q\cdot\frac{d\phi_q}{dt} + I_f\cdot\frac{d\phi_f}{dt} + \sum_{k=1}^{n\,a} I_k\cdot\frac{d\phi_k}{dt} \tag{16}$$

Cu relaţiile (1), (2), (3) rezultă din (16):

$$\frac{dW}{dt} = \omega\cdot(C_m - C_e) + \omega\cdot(I_d\cdot\phi_q - I_q\cdot\phi_d) - (I_d\cdot U_d + I_q\cdot U_q) - R_s\cdot(I_d^2 + I_q^2) + I_f\cdot(U_f - R_f\cdot I_f) - \sum_{k=1}^{n\,a} R_k\cdot I_k^2 \tag{17}$$

Relaţia (17) se introduce în (13) şi se ţine seama de (4) Q.E.D.

3. Aproximaţii şi ipotcze

Condiţia de stabilitate (13) sau (14) prezintă interes pratic numai dacă se poate verifica fără a calcula regimul tranzitoriu. Această posibilitate există, deoarece se constată prin calcul că sînt admisibile aproximaţiile:

$$W_0 = \frac{1}{2}\cdot J\cdot\omega_0^2;\quad W = \frac{1}{2}\cdot J\cdot\omega^2 \tag{18}$$

Demonstraţie: Constanta W_0 se calculează cu relaţia (11) scrisă pentru starea de echilibru, în care $I_k = 0$ şi

$$W_0 = \frac{1}{2}\cdot J\cdot\omega_0^2 + \frac{1}{2}\cdot(I_{d0}\cdot\phi_{d0} + I_{q0}\cdot\phi_{q0}) + \frac{1}{2}\cdot I_{f0}\cdot\phi_{f0} \tag{19}$$

unde:

$$U_{d0} = \omega_0\cdot\phi_{q0};\quad U_{q0} = -\omega_0\cdot\phi_{d0} \tag{20}$$

Cu relaţiile (20) şi (5) în care $I_k = 0$ se obţine din (19):

$$W_0 = \frac{1}{2}\cdot J\cdot\omega_0^2 + \frac{1}{2\cdot\omega_0^2}\cdot\left(\frac{U_{d0}^2}{L_q} + \frac{U_{q0}^2}{L_d} + \frac{E_{q0}^2}{L_d}\cdot\frac{L_d'}{L_d - L_d'}\right) \tag{21}$$

$$W_0 = \frac{1}{2}\cdot J\cdot\omega_0^2 + \frac{1}{2\cdot\omega_0}\cdot\frac{U_0^2}{X_d}\left(1 + \frac{E_{q0}^2}{U_0^2}\cdot\frac{X_d'}{X_d - X_d'}\right) \tag{22}$$

unde:

$$E_{q0}^2 = \left(\omega_0\cdot L_{df}\cdot I_{f0}\right)^2;\quad L_d' = L_d - \frac{L_{df}^2}{L_f} \tag{23}$$

Relaţia (22) rezultă din (21) pentru $L_q = L_d, \omega_0 L_d = \omega_0 L_d = X_d$. Relaţia (22) se înmulţeşte cu raportul ω_n / S_n, unde S_n este puterea aparentă nominală şi se exprimă valoarea relativă w_0 a energiei interne W_0:

$$w_0 = \frac{1}{2}\cdot\omega_n\cdot T_n\cdot\left(\frac{\omega_0}{\omega_n}\right)\cdot\frac{1}{2}\cdot\frac{\omega_n}{\omega_0}\cdot\frac{X_n}{X_d}\cdot\frac{U_n^2}{U_0^2}\cdot\left(1 + \frac{E_{q0}^2}{U_0^2}\cdot\frac{X_d'}{X_d - X_d'}\right) \tag{24}$$

unde:

$$T_n = \frac{\omega_n^2}{S_n}\cdot J;\ X_n = \frac{U_n^2}{S_n} \tag{25}$$

Se dau parametrii $\omega_n = 100\,\pi$ rad / s, $T_n = 6{,}4$ s şi $U_0 = U_n, E_{q0} = 3U_n$ şi $X_d = X_q = 2X_n, X_d' = 0{,}2X_n$. Introducînd valorile numerice în (24) se calculează:

$$W_0 = 1000\cdot\left(\frac{\omega_0}{\omega_n}\right)^2 + 0{,}6\cdot\frac{\omega_n}{\omega_0} \cong 1000\cdot\left(\frac{\omega_0}{\omega_n}\right)^2 \tag{26}$$

Rezultatul obţinut (26) justifică aproximaţiile (18). Q.E.D.

Cu relaţiile aproximative (18) condiţia de stabilitate (13) devine:

$$\left(\omega^2 - \omega_0^2\right)\cdot\omega\cdot\frac{d\omega}{dt} < 0 \qquad (27)$$

Condiţia (27) se aduce la forma (14) cu ajutorul primei ecuaţii diferenţiale din (1):

$$\left(\omega^2 - \omega_0^2\right)\cdot\left(P_m - P_e\right) < 0 \qquad (28)$$

Condiţia simplă (28) se completează cu ipotexa $P_e = P'(\delta)$ care se verifică prin calcule (vezi exemplul numeric de la paragraful 4).

4. Criteriul ariilor

Dacă se admit aproximaţiile $P_e \approx P(\delta)$ sau $P_e = P'(\delta)$ atunci condiţia de stabilitate (28) depinde numai de două variabile de stare δ şi ω. Corelaţia dintre variabilele δ şi ω rezultă din ecuaţiile diferenţiale (1) din care se elimină dt:

$$J\cdot\left(\omega - \omega_0\right)\cdot d_\omega = \left(C_n - C_e\right)\cdot d\delta \qquad (29)$$

Ecuaţia (29) se înmulţeşte cu ω_n, se notează $M = \omega_n J$ şi se integrează între două limite, iniţială "I" şi finală "f":

$$M\cdot\left(\omega - \omega_0\right)^2 \cdot \begin{matrix}\omega_f \\ \omega_i\end{matrix} = \int_{\delta_i}^{\delta_f}\left(P_m - P_e\right)\cdot d\delta \qquad (30)$$

Integrala din partea dreaptă a relaţiei (30) reprezintă o arie în planul δ, P. Dacă $\omega_i = \omega_f$ atunci prima integrală din (30) este nulă şi se obţine teorema ariilor:

$$\int_{\delta_i}^{\delta_f}\left(P_m - P_e\right)\cdot d\delta = 0; \quad \omega_f = \omega_i \qquad (31)$$

Cu notaţiile din figura 2 se consideră $\delta_i = \delta_A, \delta_f = \delta_D$ şi se demonstrează criteriul de instabilitate:

$$\int_{\delta_A}^{\delta_D}\left(P_m - P_e\right)\cdot d\delta > 0 \qquad (32)$$

sau:

$$\int_{\delta_A}^{\delta_B}\left(P_m - P_e\right)\cdot d\delta \geq \int_{\delta_B}^{\delta_D}\left(P_e - P_m\right)\cdot d\delta \qquad (33)$$

Aria 1AB1 se numeşte arie de accelerare a rotorului, iar aria BMDB se numeşte arie de frînare a rotorului.

Demonstraţie. Cu notaţiile din figura 2 se consideră $\omega_i = \omega_A = \omega_0, \delta_i = \delta_A = \delta_0$ şi se studiază evoluţia variabilelor $\omega = \omega_f, \delta = \delta_f$ din ecuaţia (30):

$$M\cdot\left(\omega - \omega_0\right)^2 = P_n\cdot\left(\delta - \delta_0\right) - \int_{\delta_0}^{\delta} P_e(\delta)\,d\delta \qquad (34)$$

Starea de tranziţie W se asociază cu perechea de variabile δ şi ω sau cu perechea de variabile P_e, ω. În starea de tranziţie valoarea funcţiei W oscilează (fără amortizare) în jurul valorii W_0 din starea de echilibru dacă este îndeplinită condiţia de stabilitate (28), adică dacă punctul M de pe caracteristica $P(\delta)$ nu depăşeşte punctul critic D. Dacă punc-tul M depăşeşte punctul D înseamnă că $W > W_0$ şi $\omega > \omega_0$ şi $P_m > P_e$. Condiţia (28) este violată, iar aria de accelerare este mai mare decît aria de frînare Q.E.D.

Criteriul de instabilitate (33) se utilizează la calculul puterii maxime P_m care asigură stabilitatea tranziţiei de la A la B. Criteriul de instabilitate (33) se poate utiliza la calculul unghiului maxim de deconectare a unei avarii. Se consideră un scenariu cu două perturbaţii succesive ale regimului (fig.3). Generatorul funcţionează în echilibru stabil A pe caracteristica $P(\delta)$. În urma unui scurtcircuit trifazat la borne, caracteristica $P_e = P(\delta)$ se înlocuieşte cu axa absciselor $P_e = 0$. Punctul de funcţionare trece din A în 1-2 şi apoi în C pe o altă caracteristică $P_e = P'(\delta)$. Unghiul $\delta_2 = \delta_C$ este unghiul maxim de deconectare care rezultă din criteriul (33).

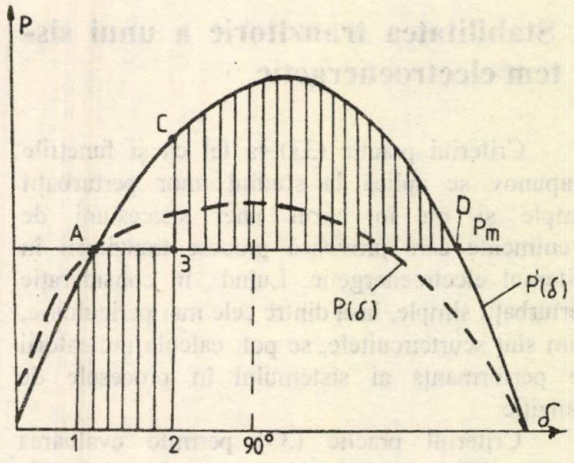


Fig.3 a. Determinarea unghiului de deconectare: generator pe bare de putere infinită.

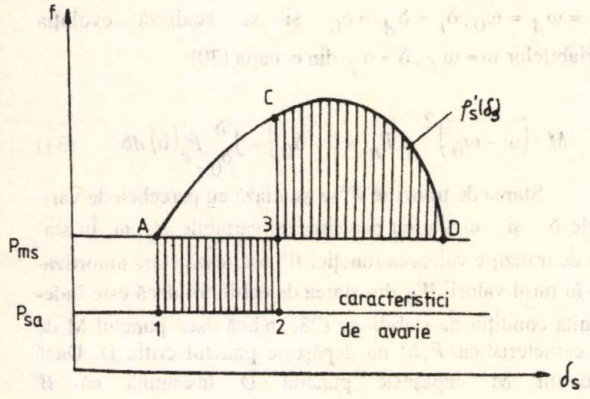


Fig.3 b . Determinarea unghiului de deconectare : generatorul s al unui sistem electroenergetic.

$$\int_{\delta_A}^{\delta_C} P_m \cdot d\delta \cdot \int_{\delta_C}^{\delta_D} \left(P_e - P_m\right) \cdot d\delta \qquad (35)$$

sau

$$P_m \cdot \left(\delta_D - \delta_A\right) = \int_{\delta_C}^{\delta_D} P_e \cdot d\delta \qquad (36)$$

În funcţie de δ_C se calculează timpul de deconectare t_C din ecuaţiile (1), în care se consideră $\Delta P = \omega_0 (C_m - C_e) \approx P_m$ şi se calculează:

$$t_C = \sqrt{\frac{2(\delta_c - \delta_A)}{\alpha}}; \quad \alpha \cdot \frac{\Delta P}{\omega_0 \cdot J} = \frac{\omega_0}{T_0} \cdot \frac{\Delta P}{P_m} \qquad (37)$$

5. Stabilitatea tranzitorie a unui sistem electroenergetic

Criteriul practic (33) la fel ca şi funcţiile Liapunov se aplică la studiul unor perturbaţii simple şi nu în cazul unei succesiuni de evenimente care provoacă procese tranzitorii în sistemul electroenergetic. Luînd în consideraţie perturbaţii simple, însă dintre cele mai periculoase, cum sînt scurtcircuitele, se pot calcula indicatorii de performanţă ai sistemului în procesele de tranziţie.

Criteriul practic (33) permite evaluarea rapidă, dar aproximativă a timpului de deconectare, după care poate să urmeze un calcul detaliat al procesului tranzitoriu, pentru a determina exact timpul limită de deconectare.

Se consideră un scenariu cu trei scheme de conexiuni ale reţelei electroenergetice: iniţială, avarie şi finală.

Avaria este un scurtcircuit trifazat la un nod al reţelei, iar schema finală poate fi identică cu cea iniţială sau poate fi o nouă schemă rezultată din acţiunea protecţiei împotriva scurtcircuitului. Se cere să se determine durata maximă admisibilă a avarici (timpul de eliminare), astfel încît tranziţia să fie stabilă.

Se utilizează două programe clasice de calcul REPER (REgim PERmanent) şi RETRA (REgim TRAnzitoriu) şi un program combinat PETRA, care calculează regimuri permanente, dar utilizează parametrii tranzitorii.

Programul PETRA permite calculul regimului permanent într-o schemă echivalentă în care generatoarele sînt modelate prin reactanţe şi tensiuni electromotoare constante X'_d, E'_q .

Algoritmul de calcul pentru verificarea stabilităţii tranzitorii conţine următorii paşi:

1. Se apelează REPER şi se calculează regimul permanent iniţial.
2. Dacă regimul final este identic cu cel iniţial se trece la pasul 3, altfel se calculează regimul permanent final.
3. Se apelează PETRA şi se calculează puterile electromagnetice din primul moment al avariei.
4. Se selectează două generatoare din mulţimea $g = 1,2 \ldots n_g$;

$$\alpha_s = \max_{i \in g} \alpha_i; \qquad \alpha_e = \min_{i \in g} \alpha_i \qquad (38)$$

unde:

$$\alpha_i = \frac{\omega_0}{T_i} \cdot \frac{P_{mi} - P_{gi}}{P_{mi}} \qquad (39)$$

Nodul e de la bornele tensiunii electromotoare a generatorului selectat se alege nod de echilibru şi se trasează caracteristica $P'_s(\delta)$ pentru schema finală.

Se apelează PETRA şi se fixează fazorul tensiunii $\underline{U}_e$ de la nodul de echilibru.

Se dau valori crescătoare δ_{sj} unghiului δ_s şi se calculează P_{sj} pentru cîteva puncte $j = 1,2...P$. Cu perechile de valori δ_{sj}, P_{sj} se trasează

caracteristica $P_s'(\delta_s)$, care se intersectează cu dreapta puterii mecanice P_{ms}.

5. Procedînd la fel ca la pct.3 se calculează unghiul de deconectare δ_c şi timpul de deconectare t_c;

6. Dacă t_c nu este suficient de mare pentru a permite acţionarea protecţiei se trece la calculul procesului tranzitoriu cu ajutorul programului RETRA. Se testează valori crescătoare pentru t_c pînă se ajunge la valoarea dorită sau la instabilitate.

Concluzii

Lucrarea conţine două contribuţii principale de importanţă teoretică şi practică .

Prima contribuţie este demonstrarea condiţiei generale de stabilitate (15) pe baza principiului conservării energiei. O consecinţă teoretică este definirea funcţiei unice Liapunov $V = (W - W_0)^2$. Funcţiile V, W sînt unice deoarece W reprezintă energia internă a maşinii sincrone. O consecinţă practică este justificarea unor aproximaţii la aplicarea criteriului (33), care este cunoscut în literatura de specialitate.

Am făcut două demonstraţii numerice, care nu pot fi înlocuite cu demonstraţii teoretice. Valoarea numerică W_0 este determinată numai de termenul $J\omega_0^2$ cu o eroare mai mică de 0,1 %, în regim tranzitoriu se poate considera că W depinde numai de ω^2. Caracteristica de putere $P_e = P'(\delta)$ pe care se deplasează perechi de valori P_e,δ în prima oscilaţie a rotorului trebuie să se calculeze cu parametrii tranzitorii X_d', E_q'.

A doua contribuţie este algoritmul pentru calculul timpului de eliminare a avariei într-o reţea electroenergetică, fără a utiliza echivalarea generatoarelor, aşa cum se procedează în literatura de specialitate.

Algoritmul propus permite calculul numeric al caracteristicii $P'(\delta)$ cu ajutorul unor programe clasice, la care se adaugă un program special. Rezultatele obţinute în cazuri simple sînt promiţătoare şi considerăm că algoritmul este perfectibil în cercetările ulterioare.

BIBLIOGRAFIE

[1] Ribbens - Pavella, M. *Théorie générale de la stabilité transitoire de n machine synchrones*, Université de Liége, 1967. Teză de doctorat

[2] Carton, E. *Transient stability of multimaschine power systems by Lyapunov's methods*, Proc. IEE, 118, no.11, November, 1971

[3] Chow, I.H., Kotovic, P.V. *A two-stage Lyapunov-Bellman feedback design of a class of nonlinear systems*. In: IEEE Trans., vol.AL-36, no.3, June 1981

[4] Dumitriu, C. *Folosirea funcţiilor Liapunov la studiul stabilităţii dinamice a sistemelor electroenergetice*. Institutul Politehnic Bucureşti, 1987. Teză de doctorat

[5] Potolea, E. *Calculul regimurilor de funcţionare ale sistemelor electroenergetice*. Editura Tehnică, Bucureşti, 1977

[6] Xue, Z., Van Custen, Th., Ribbens- Pavella, M. *A Simple Direct Method for Fast Transient Stability Assessment of Large Power Systems*. In: IEEE Transaction on Power Systems, Vol.3., No.2, May 1988

[7] Belhomme, R., Zhao, H., Paavella, M. *Power Systems Reduction Techniques for Direct Transient Stability Methods*. In: IEEE Transaction on Power Systems, Vol.8., No.2, May 1993.

(Primit la 10 februarie 1994, acceptat la 11 mai 1994)

DISCUŢII

Dr. ing. Marius Pomârleanu - ICEMENERG. Lucrarea abordează o problemă de mare actualitate şi anume aceea a elaborării unor criterii practice pentru evaluarea rapidă a stărilor de instabilitate.

În continuare ne vom referi la cîteva probleme tratate în lucrare şi pentru care avem unele observaţii.

Se cunosc din lucrările de specialitate mai multe căi de determinare a funcţiilor Liapunov (V) aplicabile la problemele de stabilitate ale sistemelor energetice.

Funcţia V obţinută din legea energiilor şi prezentată de autor în această lucrare reprezintă o formă compactă ce poate duce la simplificări importante. Ar fi fost interesant dacă autorul ar fi demonstrat că domeniul de stabilitate obţinut prin intermediul acestei funcţii este cel mai limitativ.

Aproximaţia indicată în relaţia (18) $w = \frac{1}{2} J\omega^2$ este justificată pentru un regim staţionar sau quasistaţionar. Pentru un regim puternic perturbat, cum este cazul celor analizate în regimuri tranzitorii, această aproximaţie trebuie justificată şi pare puţin probabil să fie admisibilă.

Trebuie de asemenea precizat că relaţia (28) $(\omega - \omega_0)^2 (P_{mec} - P_{el}) < 0$, din care s-a dedus criteriul de stabilitate (instabilitate), foarte uşor de aplicat, prezentat de autor, este corectă numai pentru cazul particular al maşinii legate pe o bară de tensiune constantă; pentru acest caz se poate utiliza şi dependenţa univocă a puterii electrice, funcţie numai de unghi.

În ceea ce priveşte relaţia (37) de determinare a timpului de deconectare a scurtcircuitului, ea este valabilă doar pentru scurtcicuite trifazate la bornele maşinii.

În fine, credem că ar fi necesar să se analizeze (poate cu altă ocazie) diferenţele ce pot apărea între situaţia reală şi modul de determinare a caracteristicii $P = f(\delta)$ propus de autor, în care un generator îşi variază unghiul, celelalte păstrîndu-şi constantă poziţia relativă între ele, precum şi situaţia în care celelalte generatoare ar fi echivalente cu un generator de tip Dimo.

Remarcînd acurateţea demonstraţiilor şi forma foarte simplă a criteriului propus considerăm că lucrarea aduce o contribuţie importantă la dezvoltarea unei căi directe de evaluare calitativă rapidă a stării de instabilitate în regimuri tranzitorii.

Conf. dr. ing. Ştefan Kilyeni - Facultatea de Electrotehnică, Universitatea Tehnică Timişoara. Lucrarea abordează o serie de aspecte legate de metodele directe de analiză a stabilităţii la mari perturbaţii a generatoarelor sincrone din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe. În contextul implementării în timp real a unor asemenea programe de calcul, acestea sînt singurele metode competitive din punctul de vedere al timpului de calcul, problema supusă atenţiei fiind de o deosebită actualitate.

Condiţia generală de stabilitate a generatoarelor sincrone este dedusă pe baza aplicării principiului conservării energiei la volumul delimitat de suprafaţa închisă care cuprinde generatorul şi intersectează axul rotoric, bornele circuitelor statorice şi ale înfăşurării de excitaţie. Pa baza energiei interne a generatorului se defineşte funcţia "unică" Liapunov şi condiţia unică de stabilitate (aplicabilă atît în prezenţa, cît şi în absenţa sistemului de reglare automată a excitaţiei), care se aduce apoi la forma de condiţie necesară şi suficientă de stabilitate a mişcării amortizate.

În partea a doua a lucrării se evidenţiază modalitatea practică de aplicare la studiul unor perturbaţii simple pentru SEE cu mai multe generatoare sincrone. Perturbaţia considerată este un scurtcircuit trifazat într-un nod al reţelei, rezultînd în final timpul de eliminare a avariei.

Apreciez lucrarea ca fiind valoroasă şi interesantă, atît din punct de vedere teoretic, cît şi din punct de vedere practic, şi adresez felicitări autorului. Consider însă că ar fi bine venite precizări suplimentare în privinţa următoarelor aspecte:

a) Ce deosebiri există între funcţia Liapunov "unică" propusă de autor şi criteriul practic de stabilitate la care a ajuns, comparativ cu funcţiile Liapunov sau cele energetice menţionate în literatura de specialitate şi criteriile practice corespunzătoare ?

b) În paragraful referitor la "Aproximaţii şi ipoteze" se adoptă şi se justifică aproximaţiile $W_0 = J\omega_0^2 / 2$ şi $W = J\omega^2 / 2$, neglijîndu-se, practic, energia magnetică. Se afirmă, pe baza unui exemplu de calcul, că energia magnetică reprezintă 0,1 % din cea cinetică. Cred că era mai potrivită comparaţia cu diferenţa de energie $(W - W_0)$ (aproximate eventual cu energiile cinetice), din motivele evidente legate de raportul dintre ω_0 şi ω. Aceeaşi observaţie şi pentru componenta similară a lui W.

d) Ar fi interesante comentariile autorului privind dificultăţile legate de aplicarea metodelor directe de analiză a stabilităţii în următoarele situaţii: SEE cu număr mare de generatoare sincrone, modele mai complexe pentru generatoarele sincrone, prezenţa sistemelor intensive neideale de reglare automată a excitaţiei, considerarea corespunzătoare a reţelei de interconexiune şi a comportării consumurilor.

Prof dr. ing. Eugeniu Potolea . Sînt necesare completări pentru a răspunde exigenţelor domnilor referenţi.

1. În relaţia (10) se admite aproximaţia $\omega C_m - P_\Sigma \simeq P_m - P_e$ şi rezultă:

$$\frac{dW}{dt} \simeq P_m - P_e; \quad dW \simeq I\omega d\omega \qquad (40)$$

Prima aproximaţie din (40) este admisibilă dacă $P_e \simeq P_b$ este mărimea perturbată, iar P_m este mărimea constantă $P_m \simeq P_0$. Din primele relaţii (1), (40) rezultă a doua aproximaţie din (40) sau $W - W_0 \simeq \frac{1}{2} J(\omega^2 - \omega_0^2)$. În paragraful 3 am demonstrat prin calcul numeric $W_0 = \frac{1}{2} J \omega_0^2$ şi ca urmare rezultă $W = \frac{1}{2} J \omega^2$.

2. Plecînd de la condiţia generală de stabilitate (13) am demonstrat criteriul de instabilitate (32) şi am elaborat algoritmul de calcul din paragraful 5.

Criteriul (32) este cunoscut în literatura de specialitate, însă demonstraţia şi algoritmul sînt originale. Demonstraţia prezintă interes teoretic deoarece completează teoria stabilităţii maşinii sincrone, iar algoritmul prezintă interes practic deoarece este o alternativă la metodele actuale.

Rezultatele obţinute pînă în prezent dovedesc superioritatea algoritmului faţă de metodele actuale [7], care implică aproximaţia $x'_d \simeq x'_q$.

Informaţii

De la CNRI ni se comunică un eveniment deosebit pentru energeticienii specialişti în iluminat şi luminotehnică:

La 23 Aprilie 1994 a avut loc la Institutul de Construcţii Bucureşti - Facultatea de Instalaţii decernarea titlului academic de Doctor Honoris Cauza d-lui prof.dr. HANS W.BODMANN, directorul Institutului de Luminotehnică al Universităţii Tehnice din Karlsruhe (Germania), de către Senatul Institutului, la propunerea Catedrei de Luminotehnică şi Instalaţii Electrice.

Din alocuţiunea rectorului Institutului de Construcţii, prof.dr.doc.ing. Mircea Soare, şi elogiul decanului Facultăţii de Instalaţii, prof.dr. ing. Niculae Mira, au rezultat meritele deosebite ale profesorului Hans Bodmann, şi anume:

1. Dezvoltarea învăţămîntului superior şi cercetării ştiinţifice fundamentale în domeniul luminii şi iluminatului în calitate de director al Institutului de Luminotehnică - Universitatea din Karlsruhe,

2. Facilitarea şi dezvoltarea schimbului de idei şi informaţii pe plan internaţional încă din 1957, fiind coordonator al Comitetelor Tehnice, directorul Diviziei Vedere şi Culoare şi preşedinte al Comitetului Internaţional de Iluminat în perioada 1987 - 1991, azi membru al biroului de administraţie al acestui prestigios organism,

3. Cooperarea cu experţii români începută în anul 1991 prin teme de cercetare comune, conducere de doctorate comună (prof.dr. H.W.Bodmann - prof.dr.ing. C. Bianchi, şeful Catedrei de Lumino-tehnică a Facultăţii de Instalaţii - ICB), predarea de cursuri post-universitate (prof. Bodmann în 15.11.1993- 30.11.1993 a susţinut cursul Light and Vision),

4. Sprijinul acordat pentru reprimirea Comitetului Naţional Român de Iluminat CNRI în Comitetul Internaţional de Iluminat (CIE) în septembrie 1990.

În afara activităţii menţionate şi recunoaşterii sale internaţionale, d-l Bodmann manifestă prietenia şi stima sa faţă de România.

Domnia sa a mai primit distincţii şi premii onorifice din partea Universităţii Tehnice din Tucuman-Argentina, titlul de Doctor Honoris Cauza (1992), Institutul Central al Ingineriei pentru Clădiri (CIBSE), medalia Walsh-Weston (Anglia 1993).

Prof.dr. ing. Cornel Biabchi în calitate de Preşedinte al CNRI şi membru al Consiliului administrativ al CIE a prezentat într-o scurtă alocuţiune felicitările calde din partea preşedintelui CIE dl. Robin Aldworth şi din partea CNRI-ului pentru titlul academic primit de prof.dr. Hans W.Bodmann.

La festivitate au participat 120 persoane reprezentînd Senatul ICB Consiliul profesoral al Facultăţii de Instalaţii, Academia Română, Ambasada Germaniei, Carpaţi Proiect, Urban Proiect, RENEL-ICEMENRG, Revista Energetica, Electrouzin Proiect, MAN-Serv. Proiectare, PROIECT-Bucureşti, TIAB-AG, FIABIL-SA, LUMITRONIC SA, FIAC SA, RENEL-ISPH, Facultatea de Pompieri, Universitatea Cluj-Napoca, RENEL-ISPE, BIOING, RTV- România, IPTANA, HIDROCONSTRUCŢIA, IMOBILIARA RA, I.N. Metrologie.

as.ing. ADRIANA GEORGESCU
secretar CNRI

REGIMUL PERMANENT AL SISTEMELOR ELECTROENERGETICE CU LEGĂTURI ÎN CURENT CONTINUU DE ÎNALTĂ TENSIUNE (CCIT)

Prof. dr. ing. MIRCEA EREMIA, ş.l.ing.CONSTANTIN BULAC, as.ing. ION TRIŞTIU*

În cadrul lucrării se prezintă o nouă metodă pentru calculul regimului permanent în sistemele mixte CA-CC, bazată pe eliminarea variabilelor de curent continuu, care permite modelarea tuturor strategiilor de control a legăturilor în curent continuu.

Modelul matematic obţinut poate fi soluţionat folosind fie metoda Newton-Raphson, fie metoda Newton decuplată rapidă, în cadrul cărora se modifică doar expresiile derivatelor puterilor la nodurile terminale în raport cu modulul tensiunilor. Algoritmul de calcul elaborat a fost implementat în programul REGMIXT care permite calculul regimului permanent prin metoda Newton-Raphson atît în sistemele de CA, cît şi în sistemele mixte CA-CC.

Programul a fost testat pe o reţea avînd 13 noduri şi 15 laturi, dintre care o legătură în CC.

The paper presents a new method for computing the load flow for mixed AC-DC systems, based on the removal of the current variables, which allows for the modeling of all control strategies for the DC links.

The matematical model can be solved using either the Newton-Raphson method of the fast decoupled method, by modifying only the partial derivatives of power in the terminal buses regarding to the voltage amplitude. The computation algorithm had been implemented in the REGMIXT software, which allows the computation of load flow using the Newton-Raphson method, for both AC and AC-DC systems. The software was tested on a 13 nodes - 15 branches network, one branch being a DC link.

Descriptori: sisteme electroenergetice, regimuri permanente, CCIT

Introducere

Schimbările survenite în Europa în ultimii ani au readus în actualitate problema interconectării sistemelor electroenergetice din vestul şi estul continentului într-o mare "Europă electrică". Situaţia actuală ne arată că între cele două mari grupări UCPTE şi NORDEL, pe de o parte, şi UPS şi IPS (Polonia, Cehia, Slovacia, Ungaria, România şi Bulgaria), pe de altă parte, există legături în curent continuu de tip asincron (fig.1).

Deşi din punct de vedere tehnic nu există nici un impediment major de interconectare în sincron, totuşi pe termen mediu studiile UNIPEDE şi UCPTE, în toate scenariile propuse păstrează şi legături în curent continuu (CCIT).

Calculul regimului permanent de funcţionare în astfel de sisteme mixte CA-CC constituie un mijloc util în studiile de planificare a exploatării şi de dezvoltare a oricărui sistem electroenergetic european.

În cadrul lucrării se prezintă algoritmul şi programul de calcul REGMIXT, realizat în cadrul Laboratorului de Reţele Electrice, prin adaptarea metodei eliminării variabilelor (specifică legăturii în CC) la clasica metodă Newton Raphson. Pentru

* Facultatea de Energetică, Universitatea "Politehnica", Bucureşti

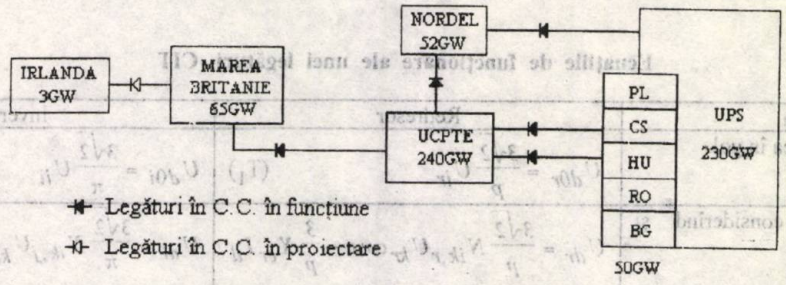


Fig.1. Situația interconexiunilor în Europa (sursă UNIPEDE 1993).

exemplificare, se dau rezultatele obținute prin rularea programului pe sistemul electroenergetic TEST3, avînd 13 noduri din care 5 de tip generator și 15 laturi din care o legătură în CC.

1. Modelarea legăturilor CCIT

1.1. Funcționarea și controlul legăturilor în curent continuu

O legătură de interconexiune CCIT cuprinde două stații de conversie (redresorul și invertorul), conectate printr-o linie aeriană sau în cablu, respectiv printr-o legătură scurtă (0 km) în cazul schemei spate în spate (în engleză back-to-back). Fiecare din stațiile de conversie poate funcționa, dacă este necesar, fie ca redresor, fie ca invertor, permițînd tranzitul puterii în ambele direcții. Pentru schimbarea sensului circulației de putere ($(P_d = U_d I_d)$ se inversează polaritatea tensiunii continue prin controlul unghiului $\alpha(U_d = U_{do}\cos\alpha)$, sensul curentului redresat (I_d) rămînînd același.

Ecuațiile de funcționare a unei legături în CC utilizate în calculul regimului permanent în sistemele mixte CA-CC cuprind ecuațiile de funcționare ale redresorului, ale invertorului și ale liniei de legătură (tabelul 1) [1, 5] . Acestea au fost stabilite pe baza teoriei generale a convertorului, utilizînd schema echivalentă monofilară din figura 3, unde variabilele sînt raportate la sistemul de curent continuu [2].

Variabilele definite în figura 3 au următoarea semnificație:

$\underline{U}_k = U_k e^{j\Phi}$ este tensiunea alternativă la nodul terminal al stației de conversie;

$\underline{U}_i = U_i e^{j\Psi}$ - componenta de frecvență fundamentală a tensiunii din secundarul transformatorului de alimentare a convertorului;

I_p, I_s - componentele de frecvență fundamentală ale curentului din primarul și secundarul transformatorului;

$N_{ik} = U_i / U_k$ - raportul de transformare;

U_d - tensiunea redresată la bornele de ieșire ale convertorului;

I_d - curentul redresat;

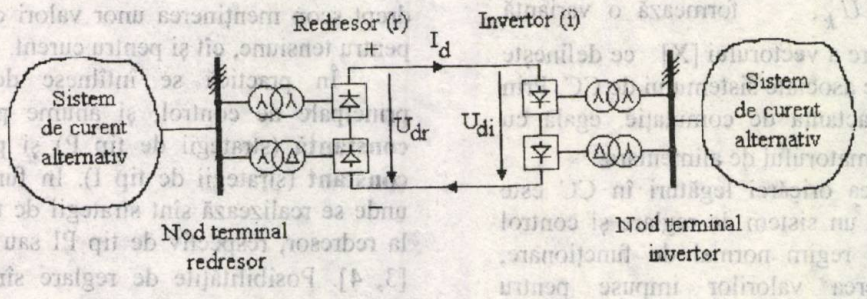


Fig.2. Reprezentarea schematică a unei legături de interconexiune în CCIT.

Tabelul 1

Ecuaţiile de funcţionare ale unei legături CIT

Mărimea	Redresor	Invertor
Tensiunea la funcţionarea în gol	$U_{d0r} = \frac{3\sqrt{2}}{p} U_{ir}$ (T1)	$U_{d0i} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{ii}$ (T2)
Tensiunea redresată considerînd şi efectul comutaţiei	$U_{dr} = \frac{3\sqrt{2}}{p} N_{ik,r} U_{kr} \cos\alpha - \frac{3}{p} X_{cr} I_d$ (T3)	$U_{di} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} N_{ik,j} U_{ki} \cos\gamma - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_d$ (T4)
Curentul alternativ în secundarul şi primarul transformatorului de alimentare	$I_{sr} = \frac{\sqrt{6}}{p} I_d$ (T5) $I_{pr} = N_{ik,r} I_{sr}$	$I_{si} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d$ (T6) $I_{pi} = N_{ik,i} I_{si}$
Puterea continuă	$P_{dr} = U_{dr} I_d$ (T7)	$P_{di} = U_{di} I_d$ (T8)
Puterea aparentă la nodul terminal	$S_{kr} = \sqrt{3} U_{kr} I_{pr}$ (T9)	$S_{ki} = \sqrt{3} U_{ki} I_{pi}$ (T10)
Puterea activă la nodul terminal	$P_{kr} = P_{dr}$ (T11)	$P_{ki} = P_{di}$ (T12)
Puterea reactivă la nodul terminal	$Q_{kr} = \sqrt{S_{kr}^2 - P_{kr}^2}$ (T13)	$Q_{ki} = \sqrt{S_{ki}^2 - P_{ki}^2}$ (T14)
Ecuaţia liniei în curent continuu	$U_{dr} = U_{di} + R_L I_d$ (T15)	

Observaţie. Tensiunile alternative sînt tensiuni fază - fază.

$\alpha(\gamma)$ - unghiul de întîrziere la intrarea în conducţie a redresorului respectiv de blocare a invertorului.

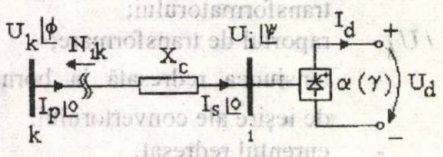


Fig.3. Schema echivalentă monofilară a unei staţii de conversi cu variabilele raportate la sistemul de CC.

Aceste zece variabile, din care nouă asociate convertorului şi modulul tensiunii la nodul terminal $\underline{U}_k$, formează o variantă posibilă de alegere a vectorului [X] ce defineşte mărimile electrice asociate sistemului de CC. Prin X_c s-a notat reactanţa de comutaţie, egală cu reactanţa transformatorului de alimentare.

Funcţionarea oricărei legături în CC este supravegheată de un sistem de reglare şi control automat care, în regim normal de funcţionare, asigură menţinerea valorilor impuse pentru tensiune, curent şi putere. Avînd în vedere faptul că responsabilităţile reglării tensiunii şi curentului revin întotdeauna în mod separat celor două terminale, este necesară corelarea posibilităţilor de reglare, obţinîndu-se aşa-zisele strategii de control. Astfel, în regim normal de funcţionare, invertorul controlează nivelul tensiunii în sistemul de CC prin menţinerea constantă a tensiunii la capătul invertor. În acest scop el este echipat cu dispozitive de control al unghiului de stingere γ şi al raportului de transformare $N_{ik,i}$. Reglajul curentului este asigurat de redresor, care prin acţiuni de control al unghiului α şi al raportului de transformare $N_{ik,j}$, menţine o diferenţă de potenţial constantă între capătul invertor şi cel redresor al liniei. Controlul puterii într-un anume punct al liniei în CC se realizează prin acţiuni corelate ale redresorului şi invertorului, care au drept scop menţinerea unor valori constante, atît pentru tensiune, cît şi pentru curent.

În practică se întîlnesc două categorii principale de control, şi anume pentru **putere constantă** (strategii de tip P) şi pentru **curent constant** (strategii de tip I). În funcţie de locul unde se realizează sînt strategii de tip PR sau IR la redresor, respectiv de tip PI sau II la invertor [3, 4]. Posibilităţile de reglare sînt limitate de valorile minime α_{min} şi γ_{min}, precum şi de valorile minime şi maxime ale rapoartelor de transformare. Acest fapt este evidenţiat şi de

caracteristicile statice *U-I* ale redresorului şi invertorului, prezentate în figura 4.

În condiţii normale punctul de funcţionare P se află la intersecţia segmentului BC de pe caracteristica redresorului, corespunzător funcţionării la curent constant ($I_d = I_r^{imp} = ct$), cu segmentul B'C' de pe caracteristica invertorului, corespunzător funcţionării la tensiune constantă ($U_{di} = U_i^{imp} = ct$).

Dacă în tentativa sa de a menţine curentul constant redresorul atinge valoarea α_{min}, atunci acţiunea de control a unghiului α este blocată, iar punctul de funcţionare P se află la intersecţia segmentului AB de pe caracteristica redresorului, corespunzător funcţionării la unghi de intrare în conducţie constant ($\alpha = \alpha_{min} = ct$) cu segmentul B'C' de pe caracteristica invertorului. În acest caz curentul prin linie nu mai poate fi menţinut la valoarea impusă I_r^{imp}.

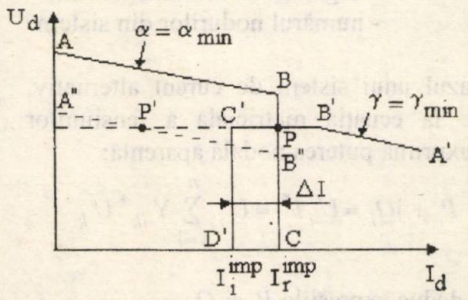


Fig.4. Caracteristicile tensiune-curent ale unui convertor: A-B-C - caracteristica redresorului; A'-B'-C'-D' - caracteristica invertorului.

În mod similar, dacă la invertor se atinge valoarea γ_{min}, tensiunea nu mai poate fi menţinută constantă, iar punctul de funcţionare P se află la intersecţia segmentului BC de pe caracteristica redresorului cu segmentul A'B' de pe caracteristica invertorului, corespunzător funcţionării cu unghi de blocare constant ($\gamma = \gamma_{min} = ct$).

Din considerente tehnologice şi de funcţionare sigură a staţiilor de conversie, α_{min} are valori cuprinse între 5° şi 13°, iar γ_{min} valori în jur de 15° [3]. În condiţii de funcţionare normală, pentru limitarea consumului de putere reactivă se impune funcţionarea staţiilor de conversie la valori nominale ale unghiurilor α şi γ cît mai apropiate de valorile minime, dar mai mari decît acestea, pentru a asigura reglajul. Astfel, redresorul este programat să funcţioneze cu valori ale lui α cuprinse între 15° şi 21°, iar invertorul cu valori cuprinse între 18° şi 21° [3].

Atunci cînd în tentativa de reglare a curentului sau tensiunii se ating valorile α_{min} şi γ_{min}, prin intermediul RAT-urilor transformatoarelor de alimentare se modifică raportul de transformare în vederea restabilirii unghiurilor de funcţionare normală. Astfel de situaţii sînt cunoscute sub denumirea de comutări ale modului de funcţionare a legăturii în CC. Alte comutări sînt datorate limitărilor impuse rapoartelor de transformare, precum şi variaţiilor de tensiune la nodurile terminale.

Astfel, dacă modulul tensiunii alternative la nodul terminal redresor scade, atunci caracteristica corespunzătoare lui α_{min} coboară (segmentul A"-B" în figura 4), iar punctul de funcţionare se deplasează în P', obţinîndu-se o valoare redusă a curentului şi deci o scădere a puterii tranzitate. Pentru a evita variaţii mari ale curentului redresat, invertorul este prevăzut cu o buclă de reglare a curentului avînd o valoare de consemn I_i^{imp} mai mică cu ΔI (circa 10 %) decît cea corespunzătoare buclei de reglare a redresorului I_i^{imp}. Dacă pe linie apar variaţii de curent mai mari decît ΔI, atunci invertorul preia controlul curentului, obţinîndu-se o comutare a modului de funcţionare cunoscută sub denumirea de strategie de control inversă.

1.2. Modelarea strategiilor de control

În calculul regimului de funcţionare al sistemelor mixte CA-CC, din cele zece mărimi de stare asociate fiecărei staţii de conversie ar fi suficiente numai două ca variabile independente. Această alegere duce la expresii complicate pentru celelalte opt mărimi de stare, care fac dificilă implementarea lor în algoritmii şi programele de calcul bazate pe metode de tip Newton. Din acest motiv se practică utilizarea unui număr mai mare de variabile independente.

În cadrul lucrării se utilizează următorul vector al variabilelor independente:

$$[X] = \left[U_{dr}; N_{ik,r}; \cos\alpha; U_{di}; N_{ik,i}; \cos\gamma; I_d\right]^T \quad (1)$$

Utilizarea acestui vector de variabile necesită un sistem de 7 ecuaţii. În acest sens,

primele trei ecuaţii sînt constituite din T_3 (ecuaţia redresorului), T_4 (ecuaţia invertorului) şi T_{15} (ecuaţia liniei în CC). Celelalte patru ecuaţii se obţin prin impunerea valorilor nominale şi a limitelor pentru mărimile alese a modela strategia de control.

Avînd în vedere cele patru categorii principale de strategii PR, PI, IR, II în funcţie de cele patru variabile alese a le modela, rezultă un număr total de 16 moduri posibile de funcţionare. În exploatare normală, pentru controlul unei legături în CC se utilizează strategia de tip PR ale cărei patru moduri de funcţionare sînt prezentate sintetic în figura 5.

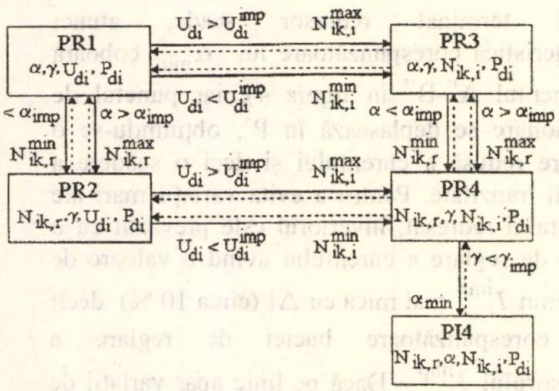


Fig.5. Trecerea de la un mod de control la altul în cadrul strategiei de control PR.

Modul de funcţionare PR1 corespunde funcţionării cu valori constante ale unghiurilor α şi γ. Menţinerea constantă a acestor valori este asigurată prin acţiuni de reglaj al ploturilor transformatoarelor, avînd drept consecinţă menţinerea constantă a tensiunii la invertor, a curentului prin linie, respectiv a puterii tranzitate prin linie. Modurile PR2, PR3 şi PR4 corespund situaţiilor în care cel puţin una din valorile rapoartelor de transformare depăşeşte limitele admisibile. Într-o astfel de situaţie se produce o comutare a modului de funcţionare aşa cum rezultă din diagrama din figura 5 (linie continuă). Eventuala revenire la modul de funcţionare anterior se produce în momentul în care valoarea raportului de transformare revine în limite admisibile. De exemplu, revenirea din modul PR2 în modul PR1 are loc dacă $N_{ik,r} = N_{ik,r}^{\min}$ şi $\alpha < \alpha_{imp}$ sau dacă $N_{ik,r} = N_{ik,r}^{\max}$ şi $\alpha > \alpha_{imp}$ (linie întreruptă în figura 5).

2. Calculul regimului permanent în sisteme mixte CA-CC

2.1. Modelul matematic

Pentru dezvoltarea modelului matematic utilizat în calculul regimului permanent al sistemelor mixte CA-CC se consideră ecuaţiile ce exprimă bilanţul puterilor nodale scrise sub forma:

$$\underline{S}_{gi} = \underline{S}_{ci} + \underline{S}_i \qquad i = 1,2,\ldots,n \qquad (2)$$

în care:

$\underline{S}_{gi} = P_{gi} + jQ_{gi}$ este puterea aparentă injectată în nod;

$\underline{S}_{ci} = P_{ci} + jQ_{ci}$ - puterea aparentă consumată în nod;

$\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ - puterea nodală aparentă tranzitată între nodul i şi sistem prin intermediul liniilor de legătură cu celelalte noduri;

n - numărul nodurilor din sistem.

În cazul unui sistem de curent alternativ, pornind de la ecuaţia matricială a tensiunilor nodale, se exprimă puterea nodală aparentă:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i I^* = \underline{U}_i \sum_{k=1}^{n} Y_{ik}^* U_k^*$$

din care se deduc expresiile P_i şi Q_i:

$$P_i = \sum_{k=1}^{n} U_i U_k \left[G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) \right]$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^{n} U_i U_k \left[G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) \right] \qquad (3)$$

în care: $\underline{U}_i = U_i e^{j\theta_i}$ şi $\underline{U}_k = U_k e^{j\theta_k}$ sînt tensiunile nodale, iar $\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ este termenul ik din matricea admitanţelor nodale $\left[\underline{Y}_{nn}\right]$.

Avînd în vedere împărţirea nodurilor n ale sistemului în noduri de tip consumator n_c, noduri de tip generator n_g şi nodul de echilibru e, din relaţiile (2) şi (3) se obţine modelul matematic al regimului permanent în sistemul de CA format

din sistemul de ecuaţii neliniare de forma:

$$f_{P_i}([U],[\theta]) = P_{gi} - P_{ci} - P_i = P_i^{\text{imp}} - P_i = 0,$$

$$i \in n_c,\ i \neq e$$

$$f_{Q_i}([U],[\theta]) = Q_{gi} - Q_{ci} - Q_i = Q_i^{\text{imp}} - Q_i = 0,$$

$$i \in n_c \qquad (4)$$

în care necunoscutele sînt modulele tensiunilor în nodurile de tip consumator şi argumentele tensiunilor în toate nodurile cu excepţia celui din nodul *e* de echilibru ($\theta_e = 0$). Pentru determinarea acestor necunoscute se aplică metoda iterativă Newton-Raphson care constă în rezolvarea la fiecare iteraţie a sistemului

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & M \\ N & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta U/U \end{bmatrix} \qquad (5)$$

obţinut prin liniarizarea sistemului de ecuaţii (4).

În cazul în care în sistemul de curent alternativ există o legătură în CC se modifică ecuaţiile bilanţului de putere la nodurile terminale *k* (nodurile de CA la care sînt conectate staţiile de conversie) prin includerea puterilor activă şi reactivă ale staţiilor de conversie. Avînd în vedere că P_{kr}, Q_{kr} şi Q_{ki} sînt puteri consemnate (ies din nod, iar P_{ki} este putere injectată în nod, ecuaţiile abaterilor de putere la nodurile terminale devin:

$$\Delta P_{kr} = P_{kr}^{imp} - P_{kr}^{CA}([U],[\theta]) - P_{kr}^{CC}(U_{kr}, U_{ki}, [X]),$$

$$\Delta P_{ki} = P_{ki}^{imp} - P_{ki}^{CA}([U],[\theta]) + P_{ki}^{CC}(U_{kr}, U_{ki}, [X])$$

$$\Delta Q_{kr} = Q_{kr}^{imp} - Q_{kr}^{CA}([U],[\theta]) - Q_{kr}^{CC}(U_{kr}, U_{ki}[X])$$

$$\Delta Q_{ki} = Q_{ki}^{imp} - Q_{ki}^{CA}([U],[\theta]) - Q_{ki}(U_{kr}, U_{ki}[X]) \qquad (6)$$

Avînd în vedere introducerea vectorului **[X]** al variabelor independente aferent legăturii în CC, sistemul de ecuaţii (4) se completează cu sistemul de ecuaţii ce descrie funcţionarea propriu-zisă a legăturii în CC şi ecuaţiile ce modulează strategia de control. Acestea pot fi scrise sintetic sub forma:

$$R_i(U_{kr}, U_{ki}, [X]) = 0 \qquad i = 1, 2, \ldots, 7 \qquad (7)$$

Sistemul de ecuaţii (4) ce descrie funcţionarea sistemului de CA, modificat conform relaţiilor (6) şi completat cu sistemul de ecuaţii (7) care descrie funcţionarea legăturii în CC, constituie modelul matematic pentru calculul regimului permanent în sistemele mixte CA-CC.

Metodele pentru calculul regimului permanent în sistemele mixte CA-CC avînd la bază modelul matematic prezentat mai sus pot fi grupate în următoarele categorii:

- *metoda de soluţionare simultană* a sistemelor de ecuaţii ce definesc funcţionarea reţelei de curent alternativ şi a legăturii în curent continuu cunoscută şi sub numele de *metoda variabilelor extinse* [2]. În cadrul acestei metode nu se fac nici un fel de aproximaţii, în consecinţă rezultatele obţinute sînt mai exacte comparativ cu alte metode. Ea prezintă dezavantajul că prin extinderea matricei Jacobian, a cărei structură se modifică substanţial, devine dificil de implementat în programele existente pentru calculul regimului permanent în sistemele de CA;
- *metoda de soluţionare secvenţială* bazată pe principiile diakopticii, în care sistemul de curent continuu este tratat în mod separat de cel de curent alternativ. Această metodă constituie o abordare practică (tehnică) de soluţionare a modelului ce defineşte funcţionarea sistemelor mixte CA-CC şi prezintă avantajul că necesită modificări uşor de realizat pentru implementarea în programele existente de calcul al regimului permanent în sistemele "pure" de CA. Dezavantajul provine din faptul că în anumite situaţii, generate de regimuri grele ale sistemului de curent alternativ, pot să apară probleme de convergenţă a algoritmului [2, 4];
- *metoda eliminării variabilelor de curent continuu*. Această metodă îmbină avantajele metodei variabilelor extinse cu cele ale metodei secvenţiale, motiv pentru care a fost adoptată în cadrul acestei lucrări.

2.2. Algoritmul metodei eliminării variabilelor de curent continuu

Metoda eliminării variabilelor de CC se bazează pe faptul că se poate exprima vectorul **[X]**, al mărimilor de stare asociate legăturii în

CC, în funcţie de modulele tensiunilor la nodurile terminale, sub forma:

$$[X] = f(U_{kr}, U_{ki}), \qquad (8)$$

Din considerente fizice, există o soluţie unică de tipul (8) a sistemului de ecuaţii (7) pentru toate cele 16 moduri posibile de funcţionare a legăturii de CC. Avînd în vedere acest aspect şi ţinînd cont că argumentele tensiunilor nodale din sistemul de CA nu intervin în expresiile puterilor active şi reactive consumate, respectiv injectate de staţiile de conversie la nodurile terminale, termenii $P_{kr}^{CC}, P_{ki}^{CC}, Q_{kr}^{CC}$ şi Q_{ki}^{CC} din ecuaţiile (6) vor depinde numai de modulele tensiunilor la nodurile terminale U_{kr} şi U_{ki}. În aceste condiţii aplicarea algoritmului standard Newton-Raphson de calcul al regimului permanent constă în rezolvarea, în cadrul fiecărei iteraţii, a sistemului de ecuaţii liniare:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N' \\ M & L' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta U / U \end{bmatrix}. \qquad (9)$$

Se precizează că în ecuaţia (9) matricea Jacobian este matricea din relaţia (5), avînd modificaţi doar termenii ce conţin derivatele parţiale ale puterilor în raport cu modulele tensiunilor, corespunzătoare nodurilor terminale redresor şi invertor.

Pentru a înţelege mai bine tehnica de eliminare analitică a variabilelor de curent continuu se împarte mulţimea mărimilor de stare asociate sistemului de CC în următoarele categorii:

- **vectorul variabilelor de control sau de intrare [*u*]** care grupează mărimile de stare impuse;
- **vectorul variabilelor de stare independente [x]** care grupează mărimile de stare ce constituie necunoscutele din procesul de calcul iterativ;
- **vectorul variabilelor de stare dependente sau de ieşire [*y*]** care grupează mărimile de stare ce se determină fie la sfîrşitul procesului de calcul, fie după fiecare iteraţie (dacă este cazul) în funcţie de variabilele de stare [x].

Metoda eliminării variabilelor de CC poate fi acum interpretată în funcţie de vectorii [*u*], [*x*] şi [*y*], ca fiind metoda care transformă vectorul variabilelor de stare [*x*] în variabile de ieşire.

Pentru modul de control PR1, adoptat ca mod de funcţionare în condiţii normale pentru majoritatea legăturilor în CC, vectorul variabilelor de intrare este:

$$[u] = \left[\cos\alpha, \cos\gamma, U_{di}, P_{di}\right]^{T}.$$

Deoarece sînt cunoscute atît tensiunea, cît şi puterea la invertor, se pot determina curentul şi tensiunea redresată

$$I_d = P_{di} / U_{di}; \quad U_{dr} = U_{di} + R_L I_d.$$

Fiind cunoscute aceste mărimi, din ecuaţiile T_3 şi T_4 se determină modulele tensiunilor la nodurile terminale:

$$U_{kr} = \frac{\pi}{3\sqrt{2}} \frac{U_{dr} + \frac{3}{\pi} X_{cr} I_d}{N_{ik,r} \cos\alpha};$$

$$U_{ki} = \frac{\pi}{3\sqrt{2}} \frac{U_{di} + \frac{3}{\pi} X_{ci} I_d}{N_{ik,i} \cos\gamma}, \qquad (10)$$

respectiv modulul puterilor aparente la aceste noduri:

$$S_{kr} = \frac{U_{dr} + \frac{3}{\pi} X_{cr} I_d}{\cos\alpha} I_d; \quad S_{ki} = \frac{U_{di} + \frac{3}{\pi} X_{ci} I_d}{\cos\gamma} I_d \qquad (11)$$

În ipoteza neglijării pierderilor de putere activă în transformatoarele de alimentare şi în staţiile de conversie se obţin următoarele expresii ale puterilor active şi reactive la nodurile terminale:

$$P_{kr} = U_{dr} I_d; \qquad P_{ki} = U_{di} I_d$$

$$Q_{kr} = \sqrt{S_{kr}^2 - P_{kr}^2}; \quad Q_{ki} = \sqrt{S_{ki}^2 - P_{ki}^2} \qquad (12)$$

Avînd în vedere mărimile impuse (componentele vectorului [*u*]) se constată că puterile activă şi reactivă absorbite, respectiv injectate la nodurile terminale de către staţiile de conversie sînt constante. In consecinţă, pentru modul de control PR1 matricea Jacobian nu se modifică.

După fiecare iteraţie se verifică încadrarea în limite a valorilor rapoartelor de transformare $N_{ik,r}$ şi $N_{ik,i}$. În acest sens, din relaţiile (T_3, T_4), fiind cunoscute valorile U_{kr} şi U_{ki}, se determină noile valori ale rapoartelor de transformare:

$$N_{ik,r} = \frac{1}{U_{kr}} \frac{\frac{3}{\pi} U_{dr} + X_{cr} I_d}{\sqrt{2} \cos\alpha} = \frac{c_r}{U_{kr}}$$

$$N_{ik,i} = \frac{1}{U_{ki}} \frac{\frac{3}{\pi} U_{di} + X_{ci} I_d}{\sqrt{2} \cos\gamma} = \frac{c_i}{U_{ki}} \quad (13)$$

care se compară cu valorile limită impuse ($N_{ik}^{\min}, N_{ik}^{\max}$) pentru a se stabili dacă este necesară comutarea la un alt mod de funcţionare.

În acelaşi fel se determină puterile activă şi reactivă la nodurile terminale, precum şi derivatele acestora în raport cu modulul tensiunii şi pentru celelalte moduri de funcţionare posibile.

Observaţie. Se constată că tratarea unei legături de CC în cadrul programelor de calcul al regimului permanent este oarecum similară tratării nodurilor de tip generator, dar mult mai complexă, datorită numărului mai mare de situaţii posibile.

Algoritmul pentru calculul regimului permanent al sistemelor mixte CA-CC folosind metoda Newton-Raphson combinată cu metoda de CC cuprinde următorii paşi:

1 - iniţializarea procesului de calcul iterativ;

2 - calculul regimului de funcţionare al legăturii de CC pentru a evalua puterile activă şi reactivă la nodurile terminale, derivatele acestora în raport cu modulul tensiunii, precum şi eventualele comutări ale modului de funcţionare;

3 - calculul abaterilor ΔP şi ΔQ;

4 - modificarea abaterilor ΔP şi ΔQ la nodurile terminale redresor şi invertor pentru a include efectul puterilor activă şi reactivă consumate/injectate de acestea. Dacă abaterile puterilor în toate nodurile sînt mai mici decît o valoare ε impusă ca test de convergenţă, procesul de calcul se consideră încheiat;

5 - calculul matricei Jacobian pentru sistemul de curent alternativ;

6 - modificarea matricei Jacobian (calculată la pasul 5) prin însumarea derivatelor parţiale ale puterilor activă şi reactivă consumate/injectate de legătura în curent continuu în raport cu modulul tensiunii;

7 - rezolvarea sistemului de ecuaţii (9) pentru a determina noile corecţii $\Delta\theta$ şi ΔU ale argumentelor şi modulelor tensiunilor nodale;

8 - se reia calculul începînd cu pasul 2.

Pe baza algoritmului prezentat s-a elaborat programul de calcul REGMIXT pentru evaluarea regimului permanent, atît în sisteme de CA "pure", cît şi în sisteme mixte CA-CC. În ultimul caz programul permite modelarea celor 16 moduri posibile de funcţionare a legăturilor în CC, precum şi a comutărilor care pot să apară între acestea.

STUDIU DE CAZ

Programul de calcul REGMIXT al regimului permanent în sisteme mixte CA-CC, elaborat în limbajul TURBO C a fost testat pe reţeaua TEST3, avînd 13 noduri, din care 5 de tip generator şi 15 laturi [8]. TEST3 este o reţea de CA în care s-a considerat că linia 10-11 a fost transformată într-o legătură de CC (fig.6). Pentru controlul tensiunii în nodul terminal invertor s-a folosit atît reglajul ploturilor transformatoarelor, cît şi injecţii locale de putere reactivă (baterii de condensatoare).

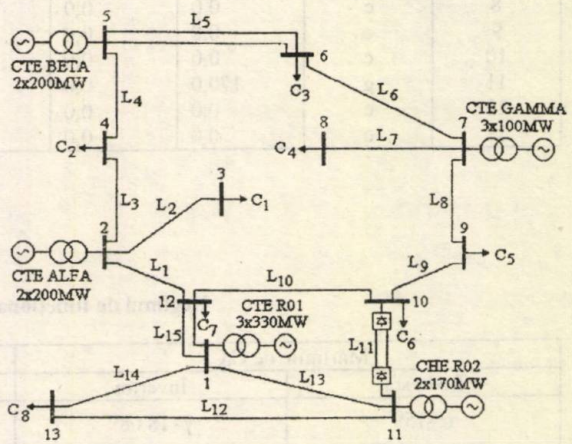


Fig.6. Schema sistemului TEST 3 CA-CC .

Programul de calcul a fost rulat pentru analiza celor 16 strategii de control. Rezultatele obţinute pentru modul de control PR1, care constituie modul cel mai frecvent adoptat, sînt prezentate şi analizate în continuare.

În tabelul 2 se dau valorile mărimilor impuse pentru strategia PR1 şi anume $\alpha, \gamma, U_{di}, P_{di}$, precum şi limitele maxime şi/sau minime pentru mărimile asociate sistemului în CC.

În tabelul 3 se dau rezultatele regimului de funcţionare (U, θ, P, Q) pentru sistemul de CA obţinute după patru iteraţii Newton. Pe parcursul calculului iterativ s-a constat că la iteraţia 4, cînd regimul de funcţionare a convers, datorită nivelului scăzut al tensiunii la nodul terminal invertor 11 se obţine $N_{ik,i} = 0.598 > N_{ik,i}^{max}$ fapt ce determină comutarea la modul PR3. Programul fixează valoarea raportului de transformare egală cu $N_{ik,i}^{max} = 0.59$ şi calculează unghiul γ. Intrucît valoarea obţinută $\gamma = 18.08^o$ este mai mare decît $\gamma_{min} = 18^o$ procesul de calcul se încheie.

În tabelul 4 se prezintă sintetic valorile finale ale mărimilor asociate sistemului de CC, precum şi valorile puterilor la nodurile terminale. Există, de asemenea, posibilitatea de afişare a circulaţiei de puteri în laturile reţelelor de CA şi/sau CC (tabelul 5).

Tabelul 2

Mărimile impuse şi limitele maxime şi/sau minime ale variabilelor de CC în modul PR1

Redresor				Invertor					
α	α_{min}	$N_{ik,r}^{min}$	$N_{ik,r}^{max}$	U_{di}[kV]	P_{di}[MW]	γ	γ_{min}	$N_{ik,i}^{min}$	$N_{ik,i}^{max}$
15°	11°	0,47	0,59	300	160	21°	18°	0,47	0,59

Tabelul 3

Rezultatele regimului permanent pentru sistemul de CA

Nod	Tip	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_c [MW]	Q_c [Mvar]	U [kV]	Arg [grd.]	Observaţii
1	c	395,3	165,0	0,0	0,0	235,0	0,0	
2	g	255,0	108,5	0,0	0,0	230,0	-10,5	
3	c	0,0	0,0	60,0	35,0	224,2	-12,5	
4	c	0,0	0,0	190,0	130,0	215,2	-17,2	
5	g	240,0	152,2	0,0	0,0	225,0	-15,9	
6	c	0,0	0,0	220,0	135,0	214,7	-20,1	
7	g	240,0	180,0	0,0	0,0	224,2	-18,7	
8	c	0,0	0,0	65,0	35,0	218,7	-20,7	
9	c	0,0	0,0	130,0	70,0	210,0	-22,1	
10	c	0,0	0,0	200,0	80,0	204,3	-21,9	nod term.invertor
11	g	170,0	0,0	0,0	0,0	233,5	1,7	nod term.redresor
12	c	0,0	0,0	250,0	15,0	217,2	-14,1	
13	c	0,0	0,0	150,0	90,0	226,5	-1,6	

Tabelul 4

Regimul de funcţionare al legăturii de C.C. (10-11)

Mărimile de C.C.		Mărimile de C.A.	
Redresor	Invertor	Redresor	Invertor
$\alpha = 15^o$	$\gamma = 18.08^o$	$P_r = 164.4$ MW	$P_i = 160.0$ MW
$N_{ik,r} = 0.523$	$N_{ik,i} = 0.59$	$Q_r = 62.275$ Mvar	$Q_i = 67.17$ Mvar
$U_{dr} = 308.4$ kV	$U_{di} = 300$ kV	$S_r = 175.8$ MVA	$S_i = 173.53$ MVA
$P_{dr} = 164.4$ MW	$P_{di} = 160$ MW	$\cos\phi_r = 0.935$	$\cos\phi_r = 0.92$
$I_d = 0.533$ kA			

Circulaţia de puteri pentru reţeaua TEST 3

Linia			U_n kV	Nr. circ.	P_I MW	Q_{IJ} Mvar	P_{JI} MW	Q_{JI} Mvar	ΔP_{IJ} MW	ΔQ_{IJ} Mvar
Nod I	Nod J	Denumirea								
1	13	L14	220	1	51,8	45,4	-51,3	-54,4	0,5	3,3
2	3	L2	220	1	60,0	26,4	-60,0	-35,0	0,5	2,91
2	4	L3	220	1	136,8	52,3	-133	-48,5	3,1	19,1
4	5	L4	220	1	-56,3	-81,5	57,1	78,2	0,8	4,8
5	6	L5	220	1	182,9	74,1	-180	-83,4	2,9	17,0
6	7	L6	220	1	-39,8	-51,6	40,4	43,0	0,6	3,0
7	8	L7	220	1	65,5	28,5	-	-35,0	0,5	3,0
7	9	L	220	1	134,2	108,5	65,0	-102	2,2	14,8
9	10	L9	220	1	1,7	31,6	-132	-40,2	0,2	1,0
10	11	LCC	150	bipol.	160,0	-	-1,5	-	4,4	-
11	13	L12	220	1	99,9	30,6	164	-35,6	1,1	6,7
11	1	L13	220	1	70,1	-30,6	-98,8	24,5	0,3	2,3
12	1	L15	220	1	-397	-31,7	-69,8	95,1	16,3	105
12	2	L1	220	1	-56,8	-44,9	413,3	29,8	1,1	5,7
12	10	L10	220	1	203,8	61,5	57,7	-39,8	4,8	30,7
							-199			

Concluzii

În lucrare se prezintă o metodă originală pentru calculul regimului permanent în sistemele mixte CA-CC, care permite modelarea tuturor strategiilor de control (de tipul putere constantă sau curent constant) a legăturilor în curent continuu. Soluţionarea acestui model se realizează prin aplicarea unui algoritm de tip Newton-Raphson.

Aplicarea metodei eliminării variabilelor de curent continuu în soluţionarea modelului prezintă avantajul că Jacobianul (CA-CC) se obţine din matricea Jacobian a sistemului de CA prin modificarea a cel mult opt elemente (derivatele puterilor la nodurile terminale în raport cu modulul tensiunilor). Se precizează faptul că metoda eliminării variabilelor poate fi combinată cu metoda Newton decuplată rapidă. În acest caz matricea [B'] nu suferă nici un fel de modificare, în timp ce în matricea [B''] se modifică doar termenii corespunzători nodurilor terminale.

BIBLIOGRAFIE

[1] Kimbark, E.W. *Direct Curent Transmission*, vol., Willey N.Y., 1971.

[2] Arrillaga, J., Arnold, C. *Computer Modelling of Electrical Power Systems*. A Willey Interscience Publications, 1983.

[3] * * * *Methodology for Integration of HVDC Links in Large AC Systems*. EPRI, EL-3004, March 1983.

[4] Smed, T. *Interaction between High Voltage AC and DC Systems*, Stockholm, 1991.

[5] Eremia, M. *Modelarea legăturilor în curent continuu*. In: Energetica, seria B, nr.4, 1991

[6] El-Hawary, M.E. Electrical Power Systems Desing and Analysis, 1986.

[7] Eremia, M. Crişciu, H, Ungureanu, B., Bulac, C. *Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice*, Editura Tehnică, Bucureşti 1985.

[8] Munteanu, C. - *Studiul legăturilor în CC*. Proiect de diplomă, UPB, Bucureşti 1993.

(Referent de specialitate: prof. dr. ing. Mircea Nemeş)

(Primit la 10 februarie 1994, acceptat la 13 mai 1994)

OBSERVABILITATEA SISTEMELOR ELECTRICE DE PUTERE

Prof. dr. ing. MIRCEA NEMEŞ, conf. dr. ing.

VIOREL TITIHĂZAN*

Estimarea stării unui sistem electric de putere necesită uneori o evaluare prealabilă a posibilităţii determinării vectorului de stare. Dilema poate fi generată de un număr redus de măsurători neuniform repartizate în cadrul sistemului. Condiţia redundanţei este desigur îndeplinită. Ca urmare, se impune o evaluare care să decidă dacă un sistem este sau nu observabil, sau, conform primei idei exprimate mai sus, dacă este posibilă obţinerea vectorului de stare. Există două variante de abordare a observaţiei. Prima, se bazează pe triangularizarea matricei de cîştig, iar a doua pe metode topologice. Lucrarea se axează pe observabilitatea relaţiei putere reactivă, tensiune-modul tensiune Q.E-U, uzînd de triangularizarea matricei de cîştig.

The estimation of a power system state requires sometimes a previous assessment of the possibility to determine the state vector. The dilemma can be generated by a reduced number of meterings unevenly distributed within the system. The redundancy condition is certainly met. Therefore, the observability degree is required to be evaluated in compliance with the first idea mentioned above, if it is possible to obtain the state vector. There are two variants for approaching the observability study. The first one relies on the triangularization of the weighting matrix and the second one on topological methods The paper is based on the relation observability reactive power (Q) - voltage (voltage value E), by using the weighting matrix triangularization.

Descriptori: sisteme electroenergetice, observabilitate

1. Introducere şi preliminarii

Ca o componentă preliminară de bază a estimării, analiza observabilităţii a fost dezvoltată în [1] şi [2], folosind relaţia putere activă-unghi al tensiunii (P-δ) şi triangularizarea matricei de cîştig. O lucrare recentă [3] reia ideea algoritmului topologic din [4]. Evident, fiecare din cele două metode prezintă avantaje şi dezavantaje, dar autorii nu-şi propun o discuţie de fond şi contra, ci aplicarea triangularizării matricei de cîştig pentru relaţia Q,E-U. Aceasta, deoarece matricea de cîştig se calculează în procesul estimării şi, deci, observabilitatea nu necesită decît o operaţiune simpă de triangularizare.

Relaţia neliniară a măsurătorilor este:

$$z = f(x) + e, \qquad (1)$$

în care z este matricea măsurătorilor (m x 1), $f(x)$ este matricea funcţiilor de calcul al mărimilor considerate ca măsurători (P,Q,E), tot de dimensiune (m x 1), iar vectorul (m x 1) al erorilor este notat "e". Vectorul de stare ($2n$ x 1) este x.

* Facultatea de Electrotehnică, Universitatea Tehnică Timişoara

Ca precizare suplimentară, numărul nodurilor sistemului este n, iar cu m s-a notat numărul măsurătorilor.

Prin minimizarea funcţiei ponderate a pătratelor abaterilor se obţine relaţia de calcul al corecţiilor, utilizînd metoda Newton.

$$J(x) = [z\text{-}f(x)]^t W [z - f(x)], \qquad (2)$$

în care w este o matrice (m x m) diagonala cu termenii de pondere a măsurătorilor, valorile inverse ale dispersiilor. Egalînd derivatele parţiale ale sumei ponderate în raport cu variabilele x se obţine:

$$G\,\Delta X = F^t W [z - f(x)], \qquad (3)$$

în care matricea de cîştig este $G = F^t$ WF, iar F este matricea Jacobian. Este, deci, evident că sistemul (3) poate fi rezolvat dacă triangularizarea matricei G este posibilă. Uzînd de decuplare, pentru relaţia Q,E - U relaţia (3) devine:

$$G_{QE}\,\Delta U = F^t_{QE} W_{QE} [Q,E - Q(U), U], \qquad (4)$$

în care măsurătorile de tensiune sînt notate cu E, U fiind modulul tensiunii din vectorul de stare.

Expresiile puterilor reactive injectate în noduri, respectiv de circulaţie sînt:

$$Q_i = \sum U_i Y_{ij} U_j \sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}), \quad j = 1,n \qquad (5)$$

$$Q1_{ij} = Ui^2 Y_L \sin\psi_L - U_i Y_L U_j \sin(\delta_i - \delta_j \psi_L) \qquad (6)$$

Acceptînd toate valorile Y_{ij} = 1 u.r. şi Y_L= 1 u.r., $Y_{ij} = \pi/2$, $Y_L = -\pi/2$, iar tensiunile la fel, U_i= 1 u.r., U_j= 1 u.r., U_i= 1 u.r. şi ţinînd cont că diferenţele "$\delta_i - \delta_j$" sînt foarte mici, relaţiile (5) şi (6) devin:

$$Q_i = Ui^2 Y_{ii} \sin(-Y_{ii}) + \sum U_i Y_{ij} U_j \sin(\delta_i - \delta_j - Yij)$$

$$Q_i = 1_i^2 - \Sigma 1_i 1_j \qquad j = 1, nti \qquad (7)$$

$$Ql_{ij} = 1_i^2 1_{iz} - 1_i 1_j \qquad (8)$$

Termenii Jacobianului se obţin uşor:

$$\delta Q_i / \delta U_i = 2 - \sum 1_i, \; j = 1, n\backslash i \; ; \; \delta Q_i / \delta U_j = -1;$$

$$\delta Q1_{ij}/\delta U_i = 1; \qquad \delta Q1_{ij}/\delta U_j = -1;$$

$$\delta E_i/\delta U_i = 1; \qquad \delta E_i/\delta U_j = 0$$

A considera toate admitanţele drept susceptanţe cu valoare relativă identică şi la fel şi tensiunile, este posibil deoarece observabilitatea stabileşte doar posibilitatea matematică de rezolvare a sistemului (3) şi pentru aceasta nu contează valorile exacte ale mărimilor din (5) şi (6).

2. Concepţia programului de calcul. Aplicaţii la sistemul test cu 13 noduri

Cea mai elastică variantă de program este cea cu un meniu general, care să permită iniţializări, modificări şi vizualizări ale datelor nodurilor, datelor laturilor şi măsurătorilor. Triangularizarea matricei de cîştig duce la stabilirea insulelor observabile. Programul sugerează introducerea pseudomăsurătorilor sau permite stabilirea acestora de către operator. Programul este conversaţional, cu maleabilitate totală, atît pentru relaţia $P - \delta$, cît şi pentru relaţia Q,E-U. Dacă pentru varianta $P - \delta$ un sistem este observabil, toţi termenii diagonalei principale a matricei G triunghiulară sus sau jos trebuie să fie egali cu unitatea; cu excepţia ultimului, care trebuie să fie nul, deoarece nodul de echilibrare reprezintă nodul de referinţă în sistem. Varianta Q,E-U necesită pentru un sistem observabil toate valorile termenilor diagonalei principale a matricei triunghiulare G egale cu unitatea.

Experimentul numeric este prezentat la sistemul test cu 13 noduri [5] propus pentru studii de regimuri permanente, estimare şi echivalenţi de sistem (fig.1). Nodurile 1, 2 şi 3 sînt de tip generator. Nivelurile de tensiune sînt: 10 kV (nod 3); 15, 75 kV (2); 20 kV (12, 13); 110 kV (6, 7, 8, 9, 10, 11); 220 kV (l, 4, 5). Sînt în total 15 laturi.

Pentru o primă exemplificare a programului de calcul se acceptă următoarele măsurători pe varianta Q, E-U: Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, Q_7, (puteri reactive injectate), $Q_{5\text{-}8}$; $Q_{8\text{-}11}$; $Q_{10\text{-}8}$; $Q_{12\text{-}13}$;

$Q_{13\text{-}11}$ (puteri de circulaţie). După cum se constată numărul măsurătorilor este mai mic decît numărul nodurilor şi ca atare sistemul va rezulta divizat în mai multe insule. După triangularizare se obţine:

diag (G_Q)= (1,1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 0, 0, 1, 0)

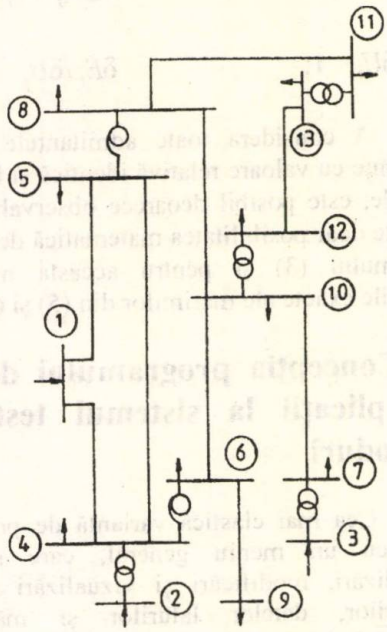


Fig. 1. Sistemul test cu 13 noduri.

Ordinea nodurilor este: 1, 5, 8, 11, 13, 12, 10, 7, 3, 6, 9, 4, 2.

Examinînd forma diagonalei rezultau următoarele insule observabile:

* insula I : 1,5, 8, 11, 13, 12,10, 7, 3
* insula II : 6
* insula III : 9
* insula IV : 4
* insula V : 2

Soluţia pe care o dă calculatorul leagă printr-o pseudomăsurătoare insula mare (I) de cea din vecinătate (II). Aceasta este $Q_{10\text{-}6}$. Diagonala rezulta acum astfel:

diag (G_Q)=(1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 0, 1, 0)

În continuare se introduc succesiv pseudomăsurătorile $Q_{6\text{-}9}$ şi apoi $Q_{2\text{-}4}$, sistemul devenind observabil cu un număr minim de măsurători de tip Q, injecţie sau circulaţie.

Un alt exemplu, de astă dată cu un grup redudant de măsurători, fiind predominante măsurătorile de tensiune, presupune toate tensiunile nodurilor, la care se adaugă Q_1. Q_2 şi Q_3. Sistemul este observabil. Dacă se renunţă la măsurătoarea Q_1, existînd E_1, sistemul rămîne observabil, dar dacă se renunţă la E_1. Q_1 existînd, sistemul nu mai este observabil decît dacă se apelează la o "informaţie de sprijin", fie Q_4 sau Q_5, fie $Q_{1\text{-}5}$ sau $Q_{1\text{-}4}$. Orice altă informaţie care depăşeşte zona cu legături a nodului 1 conservă insula.

Concluzii

Observabilitatea sistemului pentru puterea activă, respectiv cea reactivă şi tensiune este analizată prin triangularizarea matricei de cîştig. Avantajul metodei constă în rapiditate, precizie şi soluţie prin diminuarea progresivă a numărului de insule. Din cercetările efectuate rezultă fără echivoc puterea pseudomăsurătorilor. Cea mai importantă pseudomăsurătoare este puterea de transfer pe o latură, apoi, în ordine, tensiunea nodului şi cu totul surprinzător cea mai slabă informaţie o oferă puterea injectată, care conţine de fapt cea mai mare cantitate de informaţii, dar din păcate, diseminată. Primele două mărimi sînt cu destinaţie clară: fie legătura dintre două noduri, fie o dată precisă despre un nod singular.

BIBLIOGRAFIE

[1] Monticelli, A. Wu, F.F. *Network observability: Identification of observable islands and measurement placement*. In: IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. -104, no.12, Dec., 1985, pp. 1035.

[2] Monticelli, A., Wu F.F. *Network observability: Theory*. In: IEEE Trans on PAS, vol. -104, no. 12, Dec.,1985, p.1042.

[3] Moticelli, A., Garcia, A. V., W.I.Slutsker. *Handlingdiscardable measurements in power system state estimation*: In: IEEE Trans. on Power Apparatus and System, vol.7, no.3, aug., 1992, p.1333.

[4] Krumpholz, G.R., Clements, K.A., Davis, P.W. *Power system observability: A practical algorithm using network totology*.

[5] Kilyeni, St. Nemeş M., Lustrea, B şi alţii *Sistem electroenergetic test de 13 noduri*. Simpozionul de Electroenergetică, vol. II, nov., 1989, Timişoara.

(Referent de specialitate: prof.dr.ing. Eugeniu Potolea)

(Primit la 10 februarie 1994, acceptat la 28 martie 1994)

Dezbaterile Simpozionului privind energia fotovoltaică
Bucureşti, 1 şi 2 iulie 1993

Introducere

România are o lungă experienţă în exploatarea surselor de energie reînnoibile; ea este una din primele ţări care au exploatat energia hidraulică, avînd resurse hidro abundente, utilizîndu-le pe scară largă încă din anii '50.

Se estimează că în 1990 sursele reînnoibile au totalizat 8 % din sursele de energie.

România are rezerve considerabile de combustibil fosil şi a fost una din primele ţări de pe glob care şi-a dezvoltat propria industrie de petrol. Ea a fost capabilă să îşi menţină o oarecare independenţă faţă de fosta URSS în materie de energie. În prezent rezervele de petrol şi gaze sînt pe punctul de a ajunge la o limită inferioară, datorită folosirii lor la producerea de energie electrică pentru a suplini lipsa de cărbune.

Dezvoltarea programului producerii de energie electrică din energie nucleară a suferit amînări din lipsă de fonduri.

Deşi sînt în ameliorare, preţurile energiei sînt încă sub costurile de producţie; atîta timp cît vor prevala subsidiile, aceasta va fi o frînă în dezvoltarea energiilor reînnoibile.

Privire asupra energiilor reînnoibile

Industria românească cuprinde sectoare energointensive, care necesită restructurare şi aceasta ar putea duce la o întîrziere în introducerea energiilor reînnoibile.

Pe termen mediu, energiile reînnoibile urmează să joace un rol important în România. Resursele hidro vor contribui substanţial la producerea electricităţii. Sînt perspective pentru producerea de căldură din surse reînnoibile. În plus sînt vîntul şi sursele geotermale. Radiaţia solară este favorabilă pentru dezvoltarea energiei fotovoltaice.

Estimările făcute de TERES situează contribuţia energiilor reînnoibile la 10 % din totalul energiei în anul 2010, în timp ce contribuţia la electricitate s-ar ridica la peste 30 % în anul 2000.

După cum se va vedea în acest raport perspectivele pentru energia fotovoltaică pot fi considerate favorabile.

Simpozionul s-a ţinut în prezenţa d-lui dr. ing. N.M. Marinescu, Secretar de Stat pentru Tehnologie, care a deschis oficial adunarea. Prof. dr. Nobili şi dl. J.C. Bonda, au reprezentat CEC.

x

x x

Simpozionul a fost organizat avînd la bază trei obiective:

- identificarea de proiecte,
- cooperare industrială,
- posibilităţi de finanţare.

După examinarea facilităţilor de cercetare, atît în România, cît şi în Republica Moldova, s-a ajuns la concluzia că instituţii ca ICPE în Bucureşti şi Universitatea de Stat din Moldova ar putea beneficia de o cooperare mai largă cu instituţii din vestul Europei.

S-a făcut cunoscut că o industrie embrionară fotovoltaică ar putea fi întemeiată la ICPE şi, deşi modestă, aceasta ar putea fi uşor dezvoltată cu echipament mai modern.

Un număr de instituţii din domeniul semiconductoarelor şi automatizării au confirmat interesul lor în a stabili o colaborare cu întreprinderi din vestul Europei pentru a fabrica celule şi a asambla module de pile voltaice pe scară industrială.

S-a convenit în general că producţia de module de dimensiuni mici care cer multă muncă, o structură de salarii mai scăzute, predominantă în prezent în România.

Pentru calibrele mari necesare industriilor româneşti de semiconductoare, de automatică şi de electricitate s-a considerat că producerea bazată pe know-how din vest nu ar pune probleme.

Identificarea proiectelor

Au fost identificate următoarele proiecte pentru o considerare ulterioară:

1. Dezvoltarea modulelor unitare de celule fotovoltaice de la 5 kW la 25/30 kW.
2. Demonstraţii de pompare la suprafaţă şi prin puţuri forate.
3. Staţii hidrometeo complete, cu radiotelefon, pentru Ministerul Mediului.
4. Fermă agricolă solară.

5. Staţie de pompare în Moldova.

6. Unităţi de control al apelor de inundaţie, pentru Ministerul Pădurilor.

7. Unităţi de protecţie a păsărilor în Delta Dunării.

8. Studii pentru aplicaţii de PV cuplate cu instalaţii termosolare în România (PV = Photovoltaic).

9. Capsularea modulelor de dimensiuni mici (etapa I).

Identificarea de posibile aplicaţii:

Refrigeratoare solare; lanterne solare pentru zone montane îndepărtate; protecţie catodică pentru conducte; electrificarea Deltei şi protecţia păsărilor; telefoane rurale; reţea de comunicaţii prin radio; staţii meteorologice, de avertizare de incendii şi de nivelul apelor pentru protecţia civilă; irigaţii şi apă potabilă.

Reprezentanţi ai unor ministere au schiţat planurile lor în care pilele voltaice ar avea un rol de jucat.

În timpul vizitei tehnice la firma ROKURA Ltd. s-a confirmat că există largi posibilităţi pentru fotovoltaice în sectorul de telecomunicaţii, datorită noilor programe lansate în România şi configuraţici muntoase a teritoriului.

Finanţarea PHARE

România beneficiază de fondurile acestui program, care este condus de DG.I al CEC din Bruxelles. Cifrele discutate au arătat tot că pe anul 1992 fondurile valabile au totalizat 130 MECU. În această sumă sînt incluse prevederile pentru agricultură (32 MECU), asistenţă tehnică generală (19 MECU), mediu (5 MECU). Se presupune că alocaţiile pentru anul 1993 ar cuprinde energiile reînnoibile.

S-a decis ca la următorul simpozion de la Bucureşti să se iniţieze discuţii cu Direcţile Generale corespunzătoare, pentru o posibilă alocare de fonduri.

În folosul participanţilor români s-au dat detalii privind rolul direcţiilor generale DG.I-GD.XI, DG.XII şi DG.XVII ale CEC.

Proiecte reţinute

S-au reţinut următoarele proiecte pentru ca cererea de fonduri să fie supusă diferitelor foruri:

A. Proiect demonstrativ de pompare

- Pompă de apă de suprafaţă 15 TMH la Păltiniş-Sibiu, vara 30 m^3/zi iarna 8 m^3/zi,valoare estimată-18000 ECU

- Pompă în puţ forat 10 m în zona Slobozia: producţia 4o m^3/zi vara şI 15 m^3/zi, iarna valoarea estimată-18000 ECU.

Realizare în joint-venture: PHOTOWATT-IPA-SA Bucureşti.

B. Proiect de electrificare rurală

Electrificarea a 10 case după numele RENEL la 220 V c.a. Echipament: 2-3 lămpi, TV, pompă pentru apă potabilă, irigarea grădinii.

Consum 10 kWh fiecare casă, considerînd consumul de iarmă; puterea maximă 8-9 kW, valoare estimată-120000 ECU.

Realizare în joint-venture: ENE-SA-RENEL-ICPE

C. Fermă agricolă electrificată solar

3,3 kWh/zi, valoare estimată-65000 ECU.

Realizare în joint-venture: ENGCOTEC Gmbh-IPA

Furnizorul modulului: PHOTOWATT

D. Ministerul pădurilor

Unităţi mobile de control pentru prevenirea inundaţiilor.

Fiecare unitate-10000 ECU.

E. Ministerul mediului

Staţii meteorologice-10 unităţi

Fiecare unitate-20000 ECU.

În afara proiectelor de mai sus au fost predate mai multe scrisori de intenţie unor organizaţii importante româneşti doritoare să se angajeze în relaţii de afaceri cu companii din statele membre.

În legătură cu cercetările de înalt nivel şi succesele obţinute de Universtitatea de Stat din Moldova, organizatorii se vor strădui să găsească parteneri potriviţi de cercetare în domenile: Zn.Te-Zn.Te.-Zn.Se, In-P-CdS etc.

S-a stabilit să se solicite o întîlnire cu autorităţile Phare la D.G.I, ca şi cu D.G.XVII (CEC), pentru a examina alocarea de fonduri pentru proiectele selectate.

Prof. Nobili a exprimat mulţumiri d-lui dr.Marinescu pentru amabilitatea sa.

În încheierea simpozionului dl.J.C.Bonda a exprimat mulţumiri d-lor Deac de la Camera de Comerţ şi Industrie, prof. Fara şi personalului său pentru ajutorul dat în organizarea întîlnirii.

Traducere şi adaptare după raportul d-lui I.C. Bonda de ing.Costin Rucăreanu

CONTENTS

NEW TRENDS IN THE COMPUTER ASSISTED ANALYSIS OF THE POWER SYSTEM OPERATING REGIMES

MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJESCU: New on-line identification criteria of the power systems critical states and technical solutions for their prevention 156 - 164

SORIN PĂTRĂŞCOIU, EUGENIU POTOLEA, VASILE BOSTAN: Programme development for the operating regime computation of the power systems 165 - 174

EUGENIU POTOLEA: Practical criteria for the transitory stability of the power systems 175 - 183

MIRCEA EREMIA, CONSTANTIN BULAC, IOAN TRIŞTIU: The permanent regime of the power systems with high voltage direct current connections 184 - 193

MIRCEA NEMEŞ, VIOREL TITIHĂZAN: The power electric systems observability 194 - 197

EVENTS 174,183

INHALTSVERZEICHNIS

NEUE KONZEPTE IN DER COMPUTER ASSISTIERTEN ANALYSE DER BETRIEBSWEISE DER ELEKTROENERGIE-SYSTEME

MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJESCU: Neue on-line Identifizierungsriterien der ferritischen Stähle in Elektroenergiesystemen und technische Lösungen zu deren Vorbeugung 156 - 164

SORIN PĂTRĂŞCOIU, EUGENIU POTOLEA, VASILE BOSTAN: Programmentwicklung zur Berechnung der Betriebsregime der Elektroenergie-Systeme 165 - 174

EUGENIU POTOLEA: Praktische Kriterien zur vorübergehenden Stabilität der Elektroenergie-Systeme 175 - 183

MIRCEA EREMIA, CONSTANTIN BULAC, ION TRIŞTIU: Ständiges Regim der Elektroenergie-Systeme mit Hochspannung-Gleichstrom_Verbindungen 184 - 193

MIRCEA NEMEŞ, VIOREL TITIHĂZAN: Die Überwachung der Elektroenergie-Kraftsystemen 194 - 197

WISSENSCHAFTLICH - TECHNISCHE VERANSTALTUNGEN 174, 183

СОДЕРЖАНИЕ

НОВЫЕ КОНЦЕПТЫ ПО АНАЛИЗЕ ПРИ ПОМОЩИ ЭВМ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

МАРЮС ПОМЫРЛЯНУ, ЛИЯ БЕЖУСКУ: Новые критерии идентификации он-лайн критических состояний электроэнергетических систем и технические решения для их предупреждения 156 - 164

СОРИН ПЭТРЭШКОЮ, ЕУДЖЕН ПОТОЛЕА, ВАСИЛЕ БОСТАН : Развитие программ расчета режимов работы электроэнергетических систем 165 - 174

ЕУДЖЕНИУ ПОТОЛЕА: Практические критерии переходной устойчивости электроэнергетических систем 175 - 183

МИРЧА ЕРЕМИЯ, КОНСТАНТИН БУЛАК, ИОАН ТРИСТИУ: Установившийся режим электроэнергетических систем со связями постоянного тока высокого напряжения 184 - 193

МИРЧА НЕМЕШ, ВИОРЕЛ ТИТИХАЗАН : Наблюдаемость силовых электрических систем 194 - 197

НАУЧНО ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ 174, 183

SOMMAIRE

Nouveaux concepts de l'analyse assitée par ordinateur des régimes de fonctionnement des réseaux électriques

MARIUS POMÂREANU, LIA BEJUSCU : Nouveaux criteres pour l'identification on-line des états critiques dans les réseaux électriques et les solutions techniques pour leur prévention 156 - 164

SORIN PĂTRĂŞCOIU, EUGENIU POTOLEA, VASILE BOSTAN: Le développement des logiciels pour calculer les régimes de fontionnement des réseaux électriques 165 - 174

EUGENIU POTOLEA: Criteres pratiques pour la stabilité transitoire des réseaux électriques 175 - 183

MIRCEA EREMIA, CONSTANTIN BURLAC, IOAN TRISTIU: Le régime permanent des réseaux électriques avec des liaisons en courant continu a haute tension 184 - 193

MIRCEA NEMEŞ, VIOREL TITIHAZAN: L'observabilité des réseaux électriques de puissance 194 - 197

MANIFESTATIONS TECHNIQUES SCIENTIFIQUES 174, 183

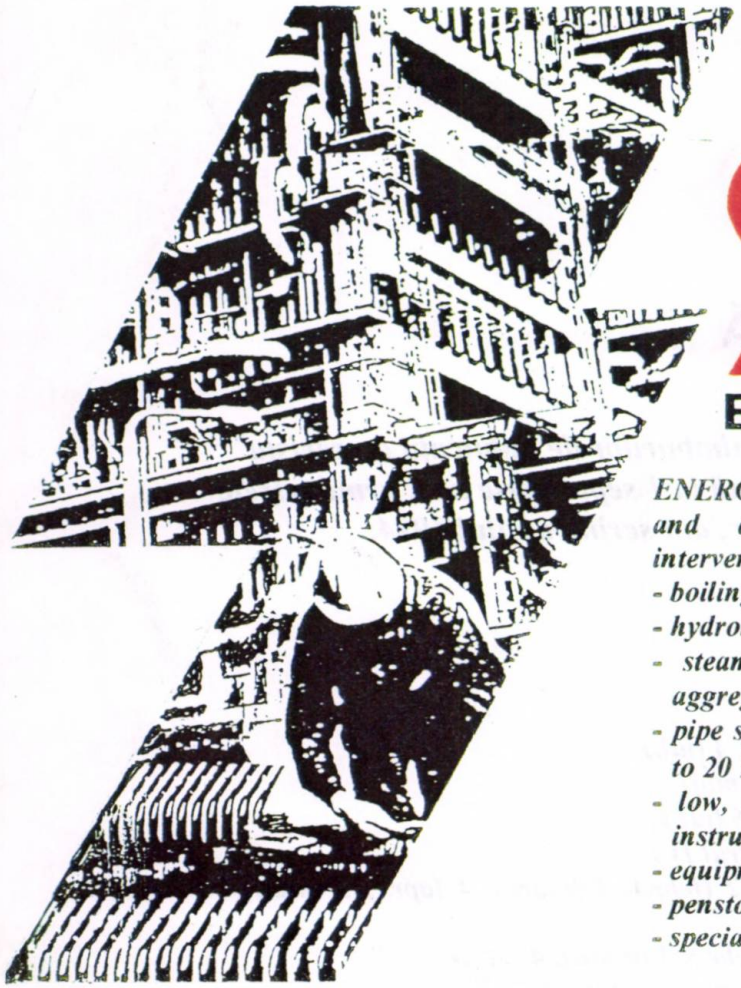
ORSZÁGOS MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖZPONT ÉS KÖNYVTÁR 1883

NOTĂ

Informăm cititorii noştri că în cadrul schimburilor de publicaţii cu revista ENERGETICA, s-au primit la redacţie, pînă la 1 septembrie a.c., următoarele reviste tehnice cu profil energetic, din seriile anului 1994:

1. *IEEE Transaction on:*
   - *Power Delivery: 1 (ian.), 2 (apr.), 3 (iun.)*
   - *Power Systems: 1 (febr.), 2 (mai)*
   - *Energy Conversion: 1 (mai), 2 (iun.)*
2. *Energy in Japan: 1 (ian.), 2 (mart.), 3 (mai), 4 (iul.)*
3. *Modern Power System: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mai)*
4. *IAEA Bulletin : 1 (mart.), 4 (apr.), 5 (mai), 6 (iul.)*
5. *Bulletin Scientifique de l'AIM: 4/93 (trimestrul IV)*
6. *Revue Generale de l'Electricité: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.), 4 (apr.), 5 (mai), 6 (iul.)*
7. *Revue Generale du Nucleaire : 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.), 4 (apr.)*
8. *L'Energia Elettrica: 1 (ian.-febr.), 2 (mart.-apr.), 3 (mai-iun.)*
9. *CESI: 4 (apr.)*
10. *Electrotechnische Zeitscrift: 1 (ian.), 2 (febr.), 4 (apr.), 5 (mai), 6 (iun.), 15 (aug.)*
11. *Electrowarme: 2 (iul.)*
12. *Liaison energie: 1 (ian.-mart.), 2 (apr-iun.)*
13. *Belgian Bussiness and Industrie: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.), 4 (apr.), 5 (mai), 6 (iun.), 7 (iul.), 8 (aug.)*
14. *Electricity Association: 16 (ian.), 17 (apr.), 18 (iul.)*
15. *Allianz Report: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.), 4 (apr.)*
16. *ATP: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.), 4 (apr.), 5 (mai), 6 (iun.), 7 (iul.), 8 (aug.)*
17. *Bussiness Central Europe: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.), 4 (apr.)*
17. *Atomnaia energhetika: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.),*
18. *Atomnaia tehnika za rubejom: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.), 4 (apr.)*
19. *Promîşlennaia energhetika: 1 (ian.), 2 (febr.), 3 (mart.), 4 (apr.), 5 (mai), 6(iun.), 7 (iul.)*
20. *Jaderne energie : 10, 11,12/93*
21. *Terminometro: 15 (iun.)*

Publicaţiile primite sînt donate de redacţie Institutului de Cercetări şi Modernizări Energetice - ICEMENERG, şi pot fi consultate de cei interesaţi la biblioteca recent reamenajată în corpul laboratoare la parter.



Energomontaj S.A. Company

SNEM

BUCHAREST - ROMANIA

ENERGOMONTAJ S.A. Company performes erection and dommissioning, maintenance, repair and intervention works for:

- *boiling system and metallic structures*
- *hydromechanical and hydrotechnical equipments;*
- *steam, gas and hydraulic turbines, other rotary aggregates;*
- *pipe systems for liquids circulation, with pressure up to 20 MPa and temperature up to 570°C ;*
- *low, mean and high voltage electric installations, instrumentation;*
- *equipment for sluices;*
- *penstocks and sheetings for head races;*
- *special anticorrosive protections.*

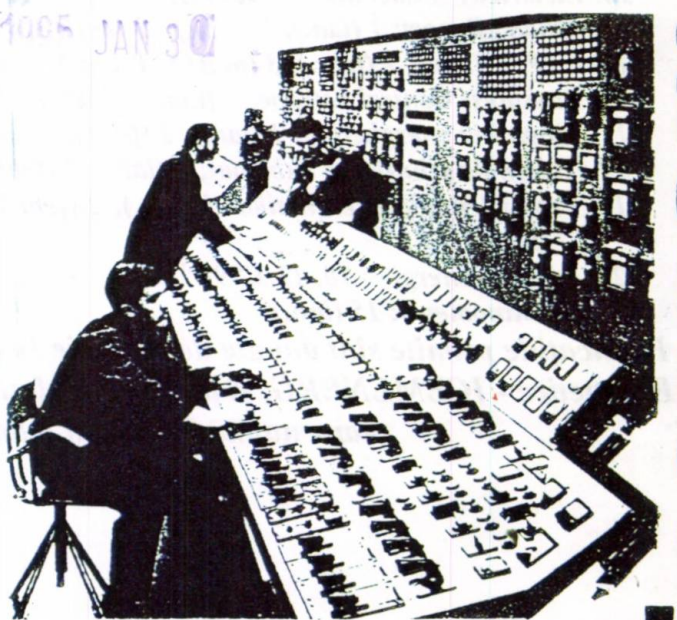
Energomontaj S.A.

ENERGOMONTAJ S.A. IS A REAL PARTNER FOR YOU !

Societatea comercială ENERGOMONTAJ S.A. realizează lucrări de montaj şi punere în funcţiune, întreţinere, reparaţii şi intervenţii pentru:

- *cazane şi structuri metalice;*
- *echipamente hidromecanice şi hidroelectrice;*
- *turbine de abur, gaze şi hidraulice, agregate rotative;*
- *sisteme de conducere pentru circulaţia lichidelor cu presiuni pînă la 20 MPa şi temperaturi pînă la 570° C;*
- *instalaţii electrice de tensiuni joase, medii şi înalte, automatizări, măsură şi control;*
- *echipamente pentru ecluze;*
- *conducte forţate şi blindaje pentru aducţiuni;*
- *protecţii anticorosive speciale.*

1995 JAN 30



SNEM

societatea comercială

CALEA DOROBANTILOR 103 - 105

BUCUREŞTI - ROMANIA

ENERGOMONTAJ S.A.

Tel. (0040)(1)212.10.20 ; 212.17.60

Fax. (0040)(1)312.97.66 ; 212.22.10

Telex 11335 enemon

E 2039/A

seria B

septembrie - octombrie 1994

energetica

5

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

BIROUL DE REDACŢIE : dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Radu OPINCARU - reprezentant RENEL; ing. Ion CONECINI; ing. VLADIMIR CONSTANTINESCU; ing. Vladimir CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU - reprezentant ICEMENERG; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; conf. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; ing. Marin CIOCĂNESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; dr. ing. Mihai CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; ing. Alexandru FLORESCU; dr. ing.Laurenţiu GOIA; dr. ing.Dan GOLICIU ; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; ing. Viorel GRIGORIU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Viorel NEGRU ; ing. Gheorghe NEGUŢ; conf. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Constantin POPESCU; dr. ing. Miron POPESCU; ing. Costin POPESCU; ing. Petre POSTOLACHE; ing. Dan RACOVIŢAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; dr. ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN ; ing. Mihai SĂNDULEAC; dr. ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU ; ing. Dinu VOINEA

Redactor : Ana Maria CHIVU

Redacţia şi administraţia:
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251
Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Tiparul executat la ICEMENERG

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 42 | Nr.5, SERIA B | SEPTEMBRIE - OCTOMBRIE 1994

ISSN 1220 - 5141

Număr special "Calitatea energiei electrice"

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca de exemplu:
- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţeloru naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparţin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parţială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacţie. Sînt autorizate numai citările destinate lucrărilor ştiinţifice şi volumelor în care acestea sînt inserate.

Revista apare alternativ în două serii :
- seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;
- seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, staţiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuţie a energiei electrice, sisteme electroenergetice etc.
Fiecare serie are 6 numere pe an.

CUPRINS

EDITORIAL 202 - 203

REŢELE ELECTRICE

TRAIAN-G. IONESCU : Indicatorii de calitate a energiei electrice şi propuneri de nivele limită admise 204 - 214

EUGENIU POTOLEA, ŞTEFAN GHEORGHE : Sistem de achiziţie a datelor şi analiza regimului deformant (SADARD). Realizare şi rezultate ale utilizării în reţele electrice poluate cu armonice. 215 - 222

ENERGETICA ÎN UNITĂŢI INDUSTRIALE

FLAVIUS DAN ŞURIAN : Experiment şi simulare numerică a comportării motoarelor asincrone la golurile de tensiune simetrice 223 - 226

MIHAELA IORDACHE: Program de calcul pentru estimarea comportării acţionarilor cu motoare electrice sub influenţa parametrilor calitativi ai energie electrice de alimentare 227 - 234

ORIENTĂRI ÎN ENERGETICĂ

RACHID CHERKAOUI, ALAIAN J. GERMOND: Structura optimă a schemei de exploatare a unei reţele electrice de distribuţie (în lb. franceză) 235 - 240
ION CONECINI: Reţele electrice de distribuţie. Scheme de funcţionare 241 - 246

MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE 246; 250

TERMINOLOGIE
GLEB DRĂGAN : Terminologia - o problemă prioritară a energeticii româneşti 247
EUGENIU PAVEL: Folosirea unei terminologii corecte în energetică 247 - 250

DE PERSONIS

INDRE GHEORGHE : Ion Ştirbulescu 234

RECENZIE 251

Editorial

În numărul de față al revistei noastre se încearcă prezentarea cîtorva aspecte ale problemei calității în energetică.

Calitatea este una din problemele cele mai importante ale activității omenești. În managementul modern se dovedește că asigurarea calității oricărui produs sau serviciu se reflectă în creșterea eficienței economice.

În domeniul producerii, transportului, distribuției și utilizării energiei și în special al energiei electrice, conceptul de calitate are numeroase fațete, de la aspectele tehnice și economice ale produsului propriu-zis, pînă la cele ale serviciilor în alimentarea consumatorilor. Pe de altă parte, foarte importantă este relația între industria energiei ca beneficiar și celelalte industrii.

Este posibil ca prin acest număr al revistei ENERGETICA să nu fi reușit să se trateze multilateralele aspecte ale conceptului, care are un caracter dinamic pe termen lung. El este influențat de stadiul societății la un moment dat, de dezvoltarea tehnologiilor în general, de influențele concurențiale ale diferitelor produse echivalente prezente simultan pe piață și, nu în ultimul rînd, de dezvoltarea gusturilor și pretențiilor oamenilor etc. De exemplu, "pretențiile" beneficiarilor de energie electrică de la începuturile industriei energiei electrice (de la sfîrșitul secolului XIX) se limitau strict la nivelul unor beneficiari, care luau cunoștință de noul produs ca de o noutate absolută. Cînd Edison a înființat prima întreprindere energetică din lume, el a propus concetățenilor săi să le vîndă "lumină" și nu energie electrică. Foarte curînd, omenirea a prins gustul iluminatului electric și, cunoscînd avantajele acestui sistem, l-a preluat și l-a dezvoltat cu o rapiditate remarcabilă. Omenirea a înțeles repede că energia electrică are multe avantaje și în utilizarea acesteia în alte scopuri. Coexistența mai multor forme de energie a avut ca urmare creșterea pretențiilor beneficiarilor, dar și ale furnizorilor, ceea ce a determinat stabilirea unor standarde de calitate, care, bineînțeles sînt în continuă ameliorare.

Azi, aspectul general al raportului om-energie este complet schimbat. Tehnologiile pentru producerea, transportul, distribuția, dar mai ales utilizarea energiei în general, au schimbat fața lumii prin influențe reciproce. Nivelul actual de civilizație nu mai poate fi conceput altfel decît utilizînd masiv energia. Toți cei implicați în circuitul energiei au devenit foarte exigenți. Piețele libere au impulsionat cu vigoare calitatea, context în care sistemele energetice din Est au dificultăți de natură calitativă în promovarea interconexiunilor cu sistemele UCPTE, cu standarde de calitate mult superioare.

Una din tehnologiile "foarte actuale", care se introduce și se extinde cu foarte mare viteză în toate activitățile umane, este cea a aplicațiilor informaticii. În energetică se poate demonstra ușor că introducerea noilor tehnologii informatice și ale inteligenței artificiale va avea efecte deosebite în creșterea calității produsului și serviciilor comerciale. Pe de o parte, introducerea largă a computerizării va avea ca urmare cereri sporite de exigență, pe de altă parte, aplicațiile informaticii și inteligenței artificiale dau posibilitatea îndeplinirii unor asemenea exigențe. Un

exemplu edificator este cel privitor la introducerea informaticii pentru comanda şi protecţia instalaţiilor energetice, cu urmări benefice de calitate a energiei.

Utilizarea cît mai largă a microprocesoarelor are marele avantaj al reducerii continue a preţurilor acestora pe piaţa liberă, dar şi inconvenientul perimării foarte rapide a performanţelor lor tehnice. Astfel, de exemplu, procesoarele folosite în tehnologiile curente şi-au sporit vitezele de lucru aproximativ de 100 ori în numai 10 ani. În 1982, tipul "286" avea o viteză de 1 milion de instrucţiuni pe secundă. În decursul celor 10 ani, trecînd prin tipurile "386", "486", s-a ajuns în 1993 la tipul "586" cu 100 milioane de instrucţiuni pe secundă. Cu toate aceste performanţe crescute, preţurile se micşorează continuu. În acelaşi timp teletransmisiile tehnologice au trecut de la valori de transmisie de 2,4 kBit/s pînă la 10 Mbit/s, folosindu-se în special fibrele optice.

Aceste performanţe au favorizat creşterea preciziei măsurătorilor, rezolvarea mult mai rapidă a avariilor şi evenimentelor, diagnosticarea din timp a defecţiunilor utilajelor, precum şi ameliorarea calităţii produselor, stabilitatea parametrilor etc.

Impactul informaticii asupra energeticii scoate în evidenţă şi un alt aspect de mare importanţă, care se referă la activitatea de prognoză şi proiectare. Durata de viaţă a instalaţiilor energetice referitoare la tehnica primară este în medie de 60 ani, iar durata de viaţă a echipamentului secundar se consideră a fi azi de circa 20 ani (vezi CIGRE SC 34 ţinut la Antwerp în 1993). În tehnica nouă a informaticii, tehnologiile se depreciază moral cu o viteză şi mai mare. De aici rezultă necesitatea unei analize foarte adîncite încă din stadiul conceptual şi de proiectare, pentru a combina avantajele menţinerii părţilor originale din tehnica primară cu necesitatea introducerii tehnicii din ce în ce mai perfecţionate a sistemelor de conducere şi de autoexploatare. Este necesar să se sublinieze aici şi faptul că la instalaţiile primare noi proiectele trebuie să ţină seama şi de posibilitatea reducerii investiţiilor, prin reducerea dimensiunilor clădirilor, prin miniaturizare şi prin reducerea cantităţii de circuite secundare. Informatica oferă o nouă concepţie de proiectare şi una din soluţiile pentru micşorarea "conflictului" dintre sistemele "primare" şi cele "secundare" este şi cel al introducerii "arhitecturilor" informatice "deschise şi distribuite".

Poate că este drumul cel mai important pentru creşterea calităţii în energetică.

Redactor- şef

dr. ing. EUGENIU PAVEL

Rețele electrice

INDICATORII DE CALITATE A ENERGIEI ELECTRICE SI PROPUNERI DE NIVELURI LIMITA ADMISE

Dr. Ing. TRAIAN-G. IONESCU *

Calitatea energiei electrice, o componentă esențială a sistemelor electroenergetice, interesează atît furnizorul, cît și consumatorul. De cîțiva ani, se asistă la proliferarea unor noi tipuri de aparate electrice și electronice, care, pe de o parte, sînt mai sensibile la deformațiile formei de undă și la nesimetria tensiunilor de alimentare, iar, pe de altă parte, sînt ele însele generatoare de perturbații, deformații și regimuri dezechilibrate. Principalele influențe negative produse de receptoarele consumatorilor se referă la producerea de armonici de curent și de tensiune, precum și la funcționarea în regimuri nesimetrice, dezechilibrate.

Calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor este strîns legată de rețeaua electrică de distribuție, în mod concret, prin trei aspecte: calitatea frecvenței, calitatea tensiunii și continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor.

În articol se trec în revistă principalii indicatori de calitate ai energiei electrice și se prezintă pe larg neregularitățile care afectează tensiunea rețelelor electrice, cum ar fi: variațiile lente ale tensiunii, variațiile bruște (datorate, de exemplu, comutațiilor de sarcină), fluctuațiile rapide (putînd provoca efectul de flicker), dezechilibrul tensiunilor trifazate, armonicile fundamentalei de 50 Hz și frecvențele suprapuse, golurile de tensiune, supratensiuni, semnalele de telecomandă centralizată, semnale de înaltă frecvență, componente continue etc.

În continuare, se fac propuneri de niveluri limită admise ale indicatorilor de calitate ai energiei electrice ținînd seama de normele în domeniu pe plan internațional și de rezultatele cercetărilor și măsurătorilor efectuate de autor în rețelele electrice de transport și distribuție din țara noastră, propuneri care să stea la baza elaborării unui standard de calitate a energiei electrice. În ultima parte a articolului se prezintă metodele de calcul ale acestor indicatori .

The quality of electrical energy, an essential component of power systems, is a matter of major interest for energy suppliers and users as well. The past few years witnessed the advent of new kinds of electric and electronic appliances wihch on the one hand are more sensitive to wave form
deformations and nonsymmetric supply voltages and on the other hand are introducting disturbances, deformations and unbalanced regimes themselves. The main negative influences induced by users' receivers relate to the occurrence of current and voltage harmonics as well as to operation under nonsymmetrical unbalanced regimes.

The quality of the electrical energy supplied to users is closely related to the distribution networks mainly with respect to three factors: the quality of frequency, the quality of voltage and the continuity of energy supply.

The paper surveys the main energy quality indicators and describes the irregularities that affect the voltage of electric networks: slow voltage fluctuations, sudden voltage fluctuations (caused by load switchings, for instance) rapid fluctuations (that may cause the flicker effect), three-phase voltage unbalance, fundamental harmonics of 50 Hz and overlapped frequencies, voltage drops, overvoltages, centralized telecontrol signals, HF signals, continuous components etc.

Suggestions for maximum admitted leveks of energy indicators are made based on international practice and standards in the field as well as on author's research studies and tests carried out in transmission and distribution networks in Romania which could serve as a starting point in the preparation of a standard on electrical energy quality.The paper finally presents caluculation methods for energy quality indicators.

* Universitatea, Politehnica, "București" Facultatea de Electrotehnică

Descriptori : calitate, energie electrică

Calitatea energiei electrice, o componentă esenţială a sistemelor electroenergetice, interesează atît furnizorul, cît şi consumatorul.

Fără a ţine seama de întreruperile accidentale, este fizic imposibil să se menţină o calitate perfectă a tensiunii într-o reţea electrică de distribuţie, căci pentru aceasta va trebui ca toate aparatele utilizatorului să absoarbă un curent perfect sinusoidal şi să evite toate fenomenele tranzitorii. În plus, vor trebui să se elimine scurtcircuitele din reţelele electrice ale căror puteri au devenit foarte mari, lucru ce este imposibil.

Un furnizor de energie electrică nu poate garanta, în toate cazurile, că într-un punct al reţelei şi la un moment dat valorile normate de tensiune nu sînt depăşite niciodată.

Calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor este strîns legată de reţeaua electrică de distribuţie, în mod concret prin trei aspecte:

- calitatea tensiunii;
- calitatea frecvenţei;
- continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor.

1. Indicatorii de calitate a energiei electrice

Calitatea energiei electrice la bornele receptoarelor se evaluează, în principal, pe baza normelor de abateri admisibile a valorii reale a parametrilor de la mărimile nominale.

Dintre parametrii cei mai importanţi ai energiei electrice se menţionează tensiunea şi frecvenţa.

Principalele neregularităţi care afectează tensiunea reţelelor electrice sînt următoarele:

- variaţiile lente ale tensiunii;
- variaţiile bruşte ale tensiunii (datorate, de exemplu, comutărilor de sarcină);
- fluctuaţiile rapide de tensiune (putînd provoca efectul de flicker);
- dezechilibrul tensiunilor trifazice;
- armonicile şi frecvenţele suprapuse;
- golurile de tensiune;
- tensiunile de implus sau supratensiuni de scurtă durată;
- semnalele de telecomandă centralizată;
- semnalele de înaltă frecvenţă;
- componentele continue etc.

Efectul de flicker reprezintă variaţia vizibilă a fluxului luminos emis de sursele de iluminat, fenomen care produce în special în domeniul de frecvenţă 1 - 20 Hz o senzaţie de jenă fiziologică a ochiului omenesc, avînd ca rezultate: oboseala, scăderea productivităţii muncii şi mărirea probabilităţilor la eroare în procesele de producţie. Acest efect mai produce deformarea imaginii televizoarelor, deranjamente în funcţionarea unor instalaţii electrice etc.

Aceste neregularităţi ale tensiunii îşi găsesc originea în reţeaua însăşi (produse în timpul defectelor, manevrelor, funcţionării automatizărilor de reţea etc.), şi în utilizarea numeroaselor aparate electrice şi electronice, care produc variaţii de tensiune, armonici, dezechilibre, chiar şi componente continue.

Calitatea tensiunii livrate consumatorilor depinde deci nu numai de propagarea neregularităţilor de tensiune şi de structura reţelelor, ci şi, în mod egal, de aparatele întrebuinţate de utilizator.

2. Neregularităţi care pot apărea în regimul practic de exploatare

Din cauza cererilor de putere se produc în reţelele electrice căderi de tensiune, care depind între altele, de punctul de racord şi de sarcina de alimentat (putere, factor de putere).

Anumite aparate instalate, în principal, de abonaţi, provoacă perturbaţii ale tensiunii, în condiţii normale de exploatare, fie în permanenţă, fie în timpul duratei semnificative a perioadei de funcţionare.

Este de notat, în general, că perturbaţiile datorate apartelor electronice sînt, în prezent, limitate de norme internaţionale.

Acestea fixează, pentru un aparat considerat separat, limitele, de o parte, la variaţiile de tensiune care se produc la bornele unei impedanţe de referinţă pentru frecvenţele mergînd pînă la 35 de Hz, pentru care se manifestă fenomenele de flicker, iar, pe de altă parte, la armonicile curentului de alimentare absorbit. Însă nu se poate deduce simplu nivelul global de perturbaţii care afectează reţeaua electrică în timp ce un număr de

aparate funcţionează simultan, căci distribuitorul de energie nu are cunoştinţă a priori nici de numărul şi nici de caracteristicile unor astfel de aparate branşate pe acelaşi circuit de reţea.

În aceste condiţii, caracteristicile de neregularitate ale tensiunii nu pot fi exprimate în termeni determinişti, ci mai ales în termeni probabilistici. Acest caracter probabilistic este deci ataşat tuturor valorilor descrise care reflectă, în general, situaţia existentă în aproximativ 95 % din cazurile reţelelor electrice; aceasta semnifică faptul că distribuitorul de energie electrică nu poate garanta decît într-un punct al reţelei şi la un moment dat că valorile citate mai sus nu sînt depăşite.

În consecinţă, utilizatorul şi cei care concep aparatajul electric trebuie să ţină seama de restricţiile enumerate şi trebuie deci să prevadă o margine adecvată de compatibilitate pentru a asigura funcţionarea corectă a produselor lor şi încă o marjă şi mai mare cînd este vorba de siguranţa în funcţionare.

Se vor indica mai jos ordinele de mărime care pot fi atinse de diferite tipuri de neregularităţi de tensiune.

- Variaţiile lente (abaterile) de tensiune. Tensiunea la locul de livrare nu trebuie să fie diferită de tensiunea nominală cu mai mult de ± 10 %, în afara specificaţiilor particulare. În tabelul 1 se dă un centralizator cu abaterile de tensiune admise în reţelele electrice de distribuţie, conform prescripţiilor din diferite ţări.

În mod normal, abaterea tensiunii de la valoarea nominală la bornele receptoarelor trebuie să fie cuprinsă între + 5 % şi - 5 %.

- Variaţiile bruşte de tensiune. Sursele de iluminat sînt foarte sensibile la fluctuaţiile tensiunii de alimentare. Astfel de fluctuaţii pot provoca fenomene de flicker şi pentru a limita la un nivel admisibil amploarea jenei produse, trebuie limitată amplitudinea relativă la variaţia tensiunii în funcţie de cadenţa fluctuaţiilor posibile.

Pentru variaţiile nerepetitive legate de comutaţiile de sarcină, la pornirea motoarelor electrice sau la exploatarea unei reţele electrice, amplitudinea variaţiei de tensiune poate atinge 5 % sau mai mult, pentru operaţiile puţin frecvente. Astfel de valori nu apar decît la o categorie redusă de consumatori alimentaţi, de regulă, la capătul unei reţele electrice de joasă tensiune.

- Golurile de tensiune. Scurtcircuitele, defectele de izolaţie şi de manevre de aparataj sînt susceptibile să producă la toate nivelurile de tensiune nişte incidente în reţelele electrice care se traduc prin goluri de tensiune a căror amplitudine poate atinge 100 %.

Tabelul 1

Abaterile de tensiune admise în reţelele electrice de distribuţie, conform prescripţiilor din diferite ţări

Ţara	Limitele abaterii admisibile de tensiune faţă de tensiunea nominală [%]	Observaţii
În majoritatea ţărilor	± 10	Conform prevederilor CEI nr.38-1983
România	± 5	Cînd $U < 60$ kV
	± 7	Cînd $U \geq 110$ kV
Bulgaria	± 5	La un factor de putere cos φ > 0,85
	± 7	cos φ = 0,7
	± 8	0,6
	± 10	0,5
	± 12	0,4
	Se extrapolează	Pentru alte valori ale cos φ
Cehia şi Slovacia	± 10	Măsurată la bornele contorului abonatului
Rusia	± 5	La receptoare, în general
	- 10 ... + 7,4	Reţele rurale
	- 2,5 ... + 5	Instalaţii de iluminat din industrie şi clădiri publice
	- 5 ... + 10	Borne motoare

Tabelul 1 (cpntinuare)

Țara	Limitele abaterii admisibile de tensiune față de tensiunea nominală [%]	Observații
Ungaria	- (5 ... 10) ... + 5	-
Marea Britanie	± 6	-
Franța	Pentru abonații de joasă tensiune ± 5 ± 7 ± 10	- Rețele în cablu - Pentru localități cu peste 2000 locuitori alimentate din rețele aeriene - În celelalte cazuri
	Pentru abonații de medie tensiune ± 5 ± 7	- În mod normal - Tolerat
U.S.A.	- 10,8 ... + 5,8	Limite admise
	- 8,3 ... + 4,2	Limite recomandate
Japonia	± 6	-

Printre golurile de tensiune se pot menționa întreruperile mai mult sau mai puțin lungi ca durată, de la cîteva zeci de secunde la cîteva zecimi de secundă.

Se poate spune totuși, cu titlu informativ, că un consumator casnic din mediu urban poate să suporte goluri de tensiune care depășesc 10 % din tensiunea nominală, în medie, o dată pînă la patru ori pe lună, din cauze externe gospodăriei sale. Durata acestor goluri de tensiune este în mod obișnuit cuprinsă între 60 ms și 2 s, dar durate de ordinul a 5 s sînt, de asemenea, posibile, în principal, în timpul eliminărilor defectelor prin arderea fuzibilelor. Duratele cele mai scurte sînt, în general, asociate golurilor de tensiune celor mai profunde.

- **Căderile de tensiune tranzitorii.** Anclanșarea anumitor aparate de rețea (transformatoare, condensatoare etc.) poate provoca un șoc de tensiune a cărei amplitudine poate atinge 40 % și a cărei durată este de cîteva zecimi de milisecundă.

- **Dezechilibrele tensiunilor trifazate.** Consumatorii dezechilibrați produc efecte negative asupra rețelelor electrice de transport și distribuție, precum celorlalți consumatori care sînt echilibrați, prin dezechilibrarea tensiunilor trifazate.

Dacă un receptor echilibrat este (un motor asincron), atunci puterea de nesimetrie absorbită de acesta într-o rețea neechilibrată reprezintă integral pierderi suplimentare în motor, scăzîndu-i sensibil randamentul.

- **Distorsiunile armonice ale undei de tensiune.** Circulația curenților armonici în rețelele electrice antrenează distorsiuni armonice ale undei de tensiune. Printre inconvenientele datorate acestora se pot distinge:

- efectele instantanee (de exemplu, decalajul de trecere prin zero), care pot perturba funcționarea echipamentelor electronice;

- efecte pe termen lung, care se traduc, în general, prin încălzirea motoarelor electrice, transformatoarelor, condensatoarelor etc.

Se menționează că acești curenți armonici pot fi amplificați de fenomene de rezonanță datorită elementelor constitutive ale rețelelor electrice (inductanțe, capacități).

Gradul mediu de distorsiune armonică calculat la 3 s poate atinge valori de 7 %, însă nu depășește, în general, valoarea de 5 %.

- **Tensiuni de impuls provocate de funcționarea echipamentelor electrice.** În distribuția de joasă tensiune, acest tip de perturbații are în mod obișnuit ca origine la apariție, arderea fuzibilelor, deschiderea întrerupătoarelor, funcționarea contactoarelor motoarelor electrice sau aparatelor electronice etc. În anumite rețele de medie tensiune, manevrarea bateriilor de condensatoare, desfacerea autoblocajelor și altele, antrenează în rețelele electrice de joasă tensiune, goluri de tensiune urmate de tensiuni de impuls a căror durată este inferioară valorii de 20 ms și deci frecvența în rețea poate fi de la cîțiva kilohertzi la cîteva zecimi de hertzi.

Tensiunile de impuls, dintre care multe se datorează deschiderii normale a întrerupătoarelor la consumatorii de joasă tensiune, se atenuează rapid, în timp ce se propagă către rețeaua amonte, de tensiune mai înaltă. Se poate estima la cel puțin zece pe zi numărul tensiunilor superioare valorii nominale de 230 V, la un abonat casnic, în timp ce

acest număr se reduce la cîteva unităţi pe zi la bornele transformatorului de medie tensiune.

(Măsurătorile statistice efectuate pe o reţea electrică aeriană de joasă tensiune alimentînd un abonat casnic au arătat că amplitudinea tensiunilor de impuls se repartizează după cum urmează:

- 2 % au o amplitudine cuprinsă între 600 V şi 800 V, în anumite cazuri putînd atinge chiar 1200 V;
- 10 % cu amplitudini cuprinse între 400 V şi 600 V;
- 88 % cu amplitudini cuprinse între 200 V şi 400 V.)

Sursele de tensiuni de impuls sînt şi aparatele care utilizează semiconductoare de putere, ca tiristoare şi triacuri, motoare electrice cu colector etc.

- Semnalele de telecomandă centralizată. Este vorba de semnale adiţionale, care sînt în mod voit injectate în reţeaua electrică pentru nevoile de exploatare sau pentru funcţiuni speciale (comanda iluminatului public, schimbarea de tarif, controlul consumului de energie electrică la abonaţi etc.).

Frecvenţele corespunzătoare sînt, în general, diferite de frecvenţa de 50 Hz şi de armonicile sale. Semnalele se compun din trenuri de impulsuri de frecvenţă aleasă, injectate în reţea, urmînd un anumit cod. Tensiunea corespunzătoare acestor semnale este, în mod obişnuit, mai mică decît 5 % din tensiunea nominală a reţelei de joasă tensiune. Durata de emisie variază după sistemul de telecomandă şi poate atinge cîteva minute, iar numărul de emisii poate să se ridice la mai multe zeci pe zi.

- Semnalele de înaltă frecvenţă. Există în toate punctele din spaţiu un ansamblu de cîmpuri electrice şi magnetice; firele electrice ce constituie reţeaua formează o antenă care, pe de o parte, radiază, iar, pe de altă parte, devine sediul unui curent de înaltă frecvenţă. Acesta nu afectează prea mult forma undei de tensiune.

Numeroase tipuri de echipamente electronice produc însă unde de înaltă frecvenţă care, prin cuplaj, introduc tensiuni de înaltă frecvenţă în reţeaua electrică de joasă tensiune. De aceea se limitează tensiunile perturbatoare injectate în reţelele electrice de frecvenţe mai mari de 150 kHz; totuşi, pentru anumite echipamente de încălzire la înaltă frecvenţă operînd la 13,56 Mhz sau la 27,12 Mhz nu se impune nici o limitare în ceea ce priveşte paraziţii emişi.

- Frecvenţa. Un alt parametru important de calitate a energiei electrice este şi frecvenţa. Pentru evaluarea calităţii frecvenţei sînt stabiliţi doi indicatori: primul, pentru evaluarea "variaţiilor relativ lente" ale frecvenţei, deoarece acest indicator se determină într-un interval de timp de 10 min; al doilea indicator se referă la "variaţiile rapide", ce au loc cu viteze de peste 0,2 Hz/s.

Frecvenţa nominală a unui sistem electromagnetic trebuie să fie, conform normelor, de 50 Hz, în general, cu o abatere de ± 0,2 Hz.

Funcţionarea unui sistem electromagnetic la frecvenţe de regim în afara acestor linii are influenţe negative cu atît mai pronunţate cu cît abaterea de la frecvenţa nominală este mai mare. Acestea se manifestă atît asupra sistemului electroenergetic propriu-zis, cît şi asupra consumatorilor şi se datoreşte, în principal, condiţiilor de deficit de putere din sistem.

Implicaţiile acestei funcţionări se resimt asupra siguranţei în funcţionare a sistemului şi a elementelor sale, turbina cu abur fiind agregatul cel mai afectat de funcţionarea cu frecvenţă redusă.

Variaţia frecvenţei reţelei în afara limitelor impuse duce la deteriorarea gravă a performanţelor de funcţionare sau la imposibilitatea funcţionării echipamentelor respective prin nerealizări de producţie.

Efectele funcţionării de durată a unui sistem electroenergetic la frecvenţă scăzută asupra balanţei "producţie - consum" sînt însemnate, iar pagubele provocate de această funcţionare anormală sînt importante.

3. Propuneri de niveluri limită admise ale indicatorilor de calitate a energiei electrice

În cele ce urmează se vor face unele propuneri de niveluri limită admise ale indicatorilor de calitate a energiei electrice, ţinînd seama de normele în domeniu pe plan internaţional şi de rezultatele cercetărilor şi măsurătorilor efectuate în reţelele electrice din ţara noastră.

Indicatorii de calitate a energiei electrice (ICEE) se împart în două grupe: ICEE de bază (fundamentali) şi ICEE auxiliari (complementari).

ICEE de bază determină acele proprietăţi ale energiei electrice care caracterizează calitatea ei.

ICEE auxiliari reprezintă alte forme de manifestare ale ICEE de bază, folosite în diverse situaţii.

Din categoria indicatorilor de calitate a energiei electrice de bază, fac parte:

- abaterea tensiunii - δU;

- amplitudinea de variaţie a tensiunii - δU_t;

- doza de oscilaţii ale tensiunii (doza de flicker - f_k);

- coeficientul de nesimetrie negativă (inversă) de tensiune - K^-_{nU};

- coeficientul de nesimetrie zero (homopolară) de tensiune - K^0_{nU};

- nivelul armonicii de tensiune de rang "n" - $\gamma_{u(n)}$;

- coeficientul de distorsiune al undei de tensiune (coeficientul de nesinusoidalitate) - d_u;

- abaterea de frecvenţă -Δf;

- golul de tensiune - Δt_g;

- tensiunea de implus - U_{imp}.

Din categoria ICEE auxiliari fac parte:

- coeficientul de modulaţie în amplitudine - k_{mod};

- coeficientul total de nesimetrie al tensiunilor de linie - k_{nsU};

- coeficientul total de nesimetrie al tensiunilor de fază - k_{nsU_f}.

Pentru definirea valorilor admisibile ale unora dintre ICEE de bază, se folosesc următorii parametri:

- frecvenţa de variaţie a frecvenţei - F;

- intervalul de timp între două variaţii de tensiune - t_i, $i \neq 1$;

- adîncimea golului de tensiune - δU_g;

- frecvenţa (intensitatea) golurilor de tensiune - m_*;

- durata impulsului - Δt_g.

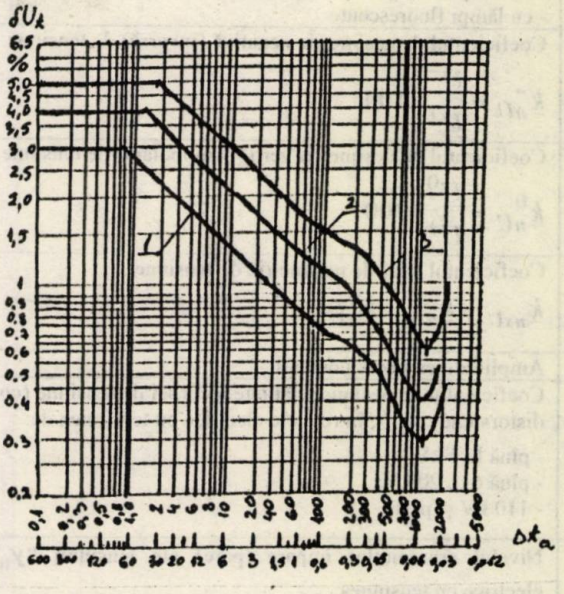


Fig. 1. Oscilaţiile maxime ale tensiunii: F - frecvenţa de variaţie a tensiunii; Δt_d - intervalul de timp între variaţii

Valorile ICEE în regimul normal de funcţionare a reţelelor electrice nu trebuie să depăşească limitele maxime din tabelul 2, pe o durată de cel puţin 95% din timpul de funcţionare al reţelei.

Tabelul 2

Valorile indicatorilor de calitate a energiei electrice în regim normal de funcţionare a reţelelor electrice

Nr. crt.	Denumirea ICEE	UM	Valoarea admisibilă	
			Normală	Maximală
1.	Abaterea de frecvenţă(1)	Hz	± 0,2	± 0,4
2.	Abaterea de tensiune la bornele receptoarelor de energie electrică(2)	%	± 5 ± 7,5(4)	±10(3)
3.	Amplitudinea de variaţie a tensiunii: - la bornele instalaţiilor de iluminat cu incandescenţă în încăperi în care este necesar un efort de vedere important sau în punctele din reţelele electrice la care se pot conecta consumatori cu astfel de instalaţii; - la bornele instalaţiilor de iluminat cu incandescenţă, în alte încăperi, în particular în locuinţe sau puncte ale reţelei la care se conectează astfel de instalaţii; - La bornele instalaţiilor de iluminat cu lămpi fluorescente şi al altor receptoare de energie electrică şi în puncte ale reţelei la care se conectează astfel de consumatori	% % %	-	În concordanţă cu curba 5 din fig.1 În concordanţă cu curba 5 din fig.1 În concordanţă cu curba 3 din fig.5

Tabelul 2 (continuare)

4.	Doza de oscilaţii ale tensiunii (doza de flicker) în reţeaua electrică la care se conectează instalaţii de iluminat (6): - cu lămpi cu incandescenţă în încăperi în care se cere un efort de vedere important; - cu lămpi cu incandescenţă în celelalte încăperi; - cu lămpi fluorescente	%

unde: U este valoarea efectivă a tensiunii (V, kV);

U_{nom} - valoarea nominală a tensiunii (V, kV)

• **Amplitudinea de variaţie a tensiunii** (δU_t), [%] (conform figurii 2), se calculează cu relaţia:

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+i}|}{\sqrt{2}\,U_{nom}} \cdot 100 \qquad [\%] \qquad (3)$$

unde U_i, U_{i+1} sînt valorile consecutive ale extremelor tensiunii în concordanţă cu figura 2.

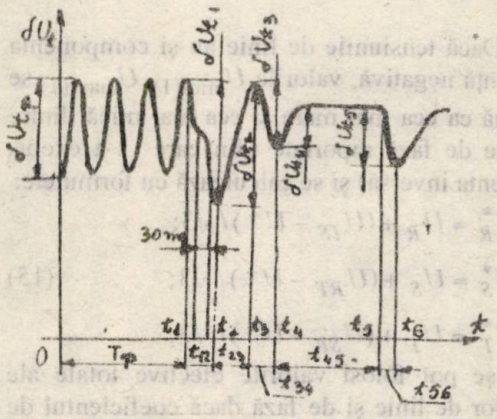


Fig. 2. Oscilaţiile de tensiune: δU_{tp} - amplitudinea oscilaţiilor periodice (7 oscilaţii în timpul T_p ; δU_{t1} - δU_{t5} - amplitudinea oscilaţiilor neperiodice.

Amplitudinea de variaţie a tensiunii se referă la variaţii singulare ale tensiunii, de orice formă şi frecvenţă de repetare de mai mult de două ori pe minut şi amplitudine cu frecvenţa de repetiţie de la două ori/minut la o dată/oră, avînd o viteză medie de variaţie a tensiunii mai mare de 0,1 %/s, pentru lămpi cu incandescenţă şi 0,2 %/s, pentru celelalte receptoare.

• **Doza de oscilaţii a tensiunii** (doza de flicker) (f_k), $(\%)^2$, se calculează cu formula:

$$f_k = \frac{1}{\theta}\int_{t=\theta}^{t}\int_{0}^{25} g_f^{\,2}\, S(f,t)\,df\,,\left[(\%)^2\right] \qquad (4)$$

unde:

g_f este coeficientul de reducere a amplitudinilor reale ale variaţiilor de tensiune la unele echivalente conform tabelului 2;

θ - interval de timp de mediere, de 10 minute;

S (f,t) - spectrul de frecvenţă al procesului de variaţie a tensiunii în momentul "t".

În cazul variaţiilor periodice sau aproape periodice ale tensiunii, se admite calculul lui "f_k" cu relaţia:

$$f_k = \frac{1}{\theta}\int_{t=\theta}^{t} \sum g_f^{\,2}\,\delta U_f^2\,dt, \quad \left[(\%)^2\right] \qquad (5)$$

unde U_f este valoarea efectivă a componentelor dezvoltării în serie Fourier ale variaţiei de tensiune cu amplitudinea δU_t.

• **Coeficientul de nesinusoidalitate a undei de tensiune (coeficient de distorsiune)** (d_u), [%], se calculează cu relaţia:

$$d_u = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{N} U_n^2}}{U_{nom}} \cdot 100, \quad [\%] \qquad (6)$$

în care:

U_n este valoarea efectivă a armonicii "n" de tensiune, în V sau kV;

n - rangul armonicii de tensiune;

N - rangul ultimei armonici luate în consideraţie.

La definirea acestui ICEE se admite :

- să nu se ia în considerare armonicile cu $n > 40$ sau cele a căror valoare este mai mică de 0,3 %;

- acest ICEE se poate calcula şi cu relaţia (7), în care $U_{(1)}$ este valoarea efectivă a fundamentalei de tensiune, în V sau kV:

$$d_u = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{N} U_n^2}}{U_{(1)}} \cdot 100. \qquad [\%] \qquad (7)$$

Eroarea relativă ce rezultă din definirea lui "d_u" calculat cu relaţia (7), în comparaţie cu cea calculată cu relaţia (6), este numeric egală cu abaterea tensiunii $U_{(1)}$ faţă de tensiunea nominală U_{nom}.

Nivelul armonicii de tensiune (γ_n), [%] se determină cu relaţia:

$$\gamma_{u(n)} = 100/U_{nom}\,,\ [\%]$$

unde: U_{nom} este valoarea efectivă a armonicii "n" de tensiune, în V sau kV.

Acest ICEE se poate calcula şi cu relaţia:

$$\gamma_{u(n)} = 100\,U_n / U_{(1)}, \qquad [\%] \qquad (9)$$

unde $U_{(1)}$ este valoarea efectivă a fundamentalei de tensiune, în V sau kV.

Eroarea relativă ce rezultă din definirea acestui indicator cu relaţia (9) în loc de (8), este egală cu abaterea tensiunii $U_{(1)}$ faţă de tensiunea nominală U_{nom}.

• **Coeficientul de nesimetrie negativă (inversă) de tensiune** (K^{-}_{nU}), [%], se calculează cu relaţia:

$$K^{-}_{nU} = 100\, U^{-}_{(1)}/U_{nom},\ [\%] \qquad (8)$$

unde:

$U^{-}_{(1)}$ este valoarea efectivă a componentei de secvenţă negativă (inversă) a tensiunii de frecvenţă fundamentală într-un sistem trifazat, în V sau kV.

U_{nom} - valoarea efectivă a tensiunii de linie, în V sau kV.

Valoarea efectivă a tensiunii negative (inverse) de frecvenţă fundamentală ($U^{-}_{(1)}$) se calculează cu relaţia aproximativă :

$$U^{-}_{(1)} = 0{,}62\,|\,U_{max(1)} - U_{min(1)}\,|, \qquad (9)$$

unde:

$U_{max\,(1)}$ şi $U_{min\,(1)}$ sînt cea mai mare şi cea mai mică valoare efectivă din cele trei tensiuni fundamentale de linie (tensiuni între faze).

La calculul acestui ICEE se poate folosi relaţia:

$$K^{-}_{nU} = 100\, U^{-}_{(1)}/U^{+}_{(1)},\ [\%] \qquad (10)$$

unde $U^{+}_{(1)}$ este valoarea efectivă a componentei de secvenţă pozitivă (directă) a tensiunii de frecvenţă fundamentală, în V sau kV.

• **Coeficientul de nesimentrie zero (homopolară) de tensiune** (K^{0}_{nU}), [%] al unui sistem trifazat cu patru conductoare se calculează cu relaţia:

$$K^{0}_{nU} = 100\, U^{0}_{(1)}/U_{nom\,f},\ [\%] \qquad (11)$$

unde:

$U^{0}_{(1)}$ este valoarea efectivă a componentei zero (homopolară) a fundamentalei, în V sau kV;

$U_{nom\,f}$ - tensiunea nominală de fază, în V sau kV.

La definirea acestui ICEE se mai admite:

- Să se calculeze $U^{0}_{(1)}$ cu formula aproximativă:

$$U^{0}_{(1)} = 0{,}62\,|U_{maxf(1)} - U_{minf(1)}| \qquad (14)$$

unde:

$U_{minf(1)}$, $U_{maxf(1)}$ sînt valorile minimă şi maximă ale tensiunilor de fază ale fundamentalei (V sau kV).

- Dacă tensiunile de linie au şi componenta de secvenţă negativă, valorile $U_{minf(1)}$, $U_{maxf(1)}$ se determină ca cea mai mare şi cea mai mică dintre tensiunile de fază raportate (din care s-a exclus componenta inversă) şi se calculează cu formulele:

$$U^{*}_{R} = U_{R} + (U_{TS} - U^{+})/\sqrt{3};$$
$$U^{*}_{S} = U_{S} + (U_{RT} - U^{+})/\sqrt{3}; \qquad (15)$$
$$U^{*}_{T} = U_{T} + (U_{SR} - U^{+})/\sqrt{3};$$

- se pot folosi valorile efective totale ale tensiunilor de linie şi de fază dacă coeficientul de nesimetrie zero nu depăşeşte 5 %.

Se poate calcula acest ICEE cu relaţia:

$$K^{o}_{nU} = 100\sqrt{3}\,U^{o}_{(1)},\quad [\%] \qquad (16)$$

Eroarea relativă în utilizarea relaţiei (16) în loc de (13) este egală cu abaterea tensiunii $U^{+}_{(1)}$ faţă de U_{nom}.

• **Abaterea de frecvenţă** (Δf), exprimată în Hz, se calculează cu relaţia :

$$\Delta f = f - f_{nom},\ [Hz] \qquad (12)$$

unde: f este frecvenţa, în Hz ;

f_{nom} - frecvenţa, nominală în Hz.

• **Durata golului de tensiune,** $\Delta\, t_g$, [s] (fig. 3) se calculează cu relaţia :

$$\Delta t_g = t_f - t_i,\ [s] \qquad (13)$$

în care t_i şi t_f sînt momentele iniţial şi final al golului de tensiune, în s.

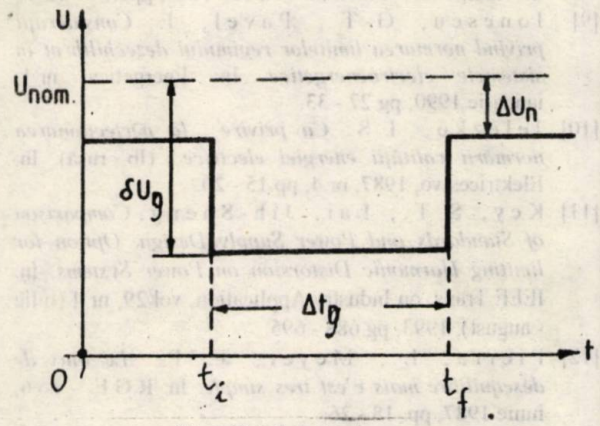


Fig.3.Golul de tensiune.

• **Tensiune de impuls,** în unităţi relative (δU_{*imp}) în corespondenţă cu figura 4, se calculează cu relaţia :

$$\delta U_{*imp} = \frac{U_{imp}}{\sqrt{2}U_{nom}}, \qquad (14)$$

unde:

U_{imp} este valoarea tensiunii de impuls (V sau kV) (valori pe fază).

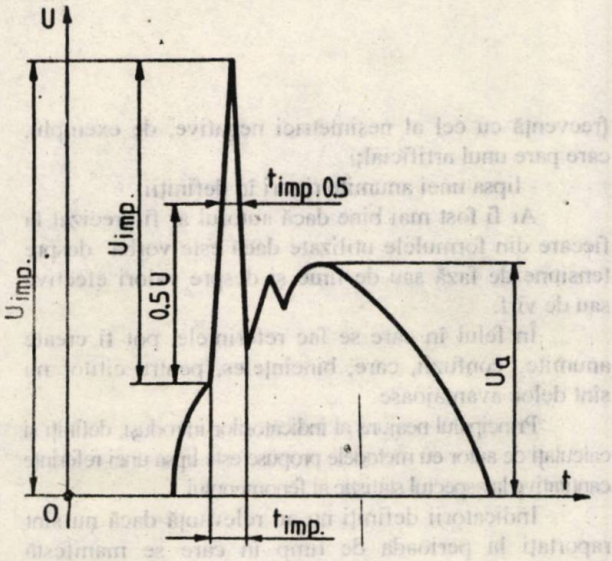


Fig.4. Impuls de tensiune.

5. ICEE auxiliari (complementari)

• **Coeficientul de modulaţie în amplitudine** (K_{mod}), [%], potrivit figurii 5, se calculează cu relaţia:

$$K_{mod} = \frac{U_{max\,a} - U_{min\,a}}{2\sqrt{2}\,U_{nom}}, \quad [\%] \qquad (20)$$

unde: $U_{max\,a}$, $U_{min\,a}$ sînt amplitudinea maximă şi minimă a tensiunii modulate (V sau kV).

În cazul unei modulaţii periodice a tensiunii, relaţia între amplitudinea variaţiei de tensiune (δU_t) şi coeficientul de modulaţie în amplitudine se determină cu relaţia:

$$\delta U_t = 2K_{mod}$$

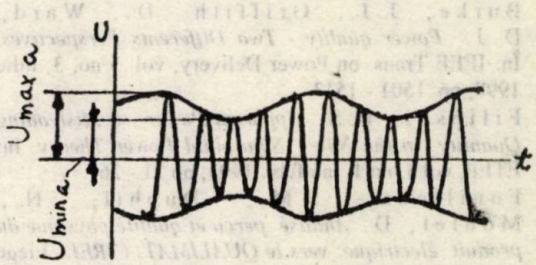


Fig.5. Modulaţie periodică de amplitudine.

• **Coeficientul de dezechilibru al tensiunilor de linie** (K_{dez}) se calculează cu relaţia:

$$K_{dez} = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{nom}} \cdot 100, \quad [\%] \qquad (22)$$

unde: U_{max}, U_{min} sînt valorile efective maximă şi minimă ale celor trei tensiuni de linie.

• **Frecvenţa de variaţie a tensiunii,** *F*, exprimată în [1/s, 1/min, 1/h], se calculează cu relaţia:

$$F = \frac{m}{T}, \quad [1/s, 1/min, 1/h], \qquad (23)$$

în care:

m este numărul de variaţii ale tensiunii în timpul T;

T - timpul de măsurare [s, min, h].

• **Adîncimea golului de tensiune** (δU_g),[%] potrivit figurii 3, se calculează cu relaţia:

$$\Delta U_g = \frac{U_{nom} - U_{min}}{U_{nom}} \cdot 100, \quad [\%] \qquad (24)$$

unde: U_{min} este valoarea efectivă a tensiunii scăzute.

• **Intensitatea golurilor de tensiune** (m_*), [%], se calculează cu formula:

$$m_* = \frac{m(\delta U_g, \Delta tg)}{M} \cdot 100, \quad [\%] \qquad (25)$$

unde m (δU_g, Δt_g) este numărul de goluri δU_g şi de durată Δt_g observate în intervalul T; M - numărul total de goluri de tensiune în acelaşi interval.

BIBLIOGRAFIE

[1] Akagi, H., Nabae, A. *The p-q Theory in Three - Phase Systems under Non - Sinusoidal Condition.* European Transaction on Electrical Power Engineering, vol.3, nr.1, ian/feb. 1993, pp.27-31.

[2] Barret, J-P., Pavard, M. *Le reglage de la tension. Aspect généraux.* În: R.G.E., no. 12, decembrie 1985, pp.908 - 914.

[3] Bergeal, J., Bonnard, G.Moller, *Les déséquilibres de tension.* In: R.G.E., no. 10, oct. 1985, pp. 721 - 726.

[4] Burke, J.J., Griffith. D., Ward, D.J. *Power quality - Two Differents Perspectives.* În: IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 5 no, 3, iulie 1990, pp. 1501 - 1513.

[5] Filipski, P.S. *Apparent Power - a Misleading Quantity in the Non _ Sinusoidal Power Theory.* In: ETEP, vol.3, no 1, ian/febr. 1993, pp.21 - 26.

[6] Fouilloux, J.M., Duphil, N., Moulet, D. *Analisé percu et qualité physique du produit électrique: vers le QUALIMAT. CIRED.* Liege - Belgique, 22 - 26 aprilie 1991, Rapport 2.07.

[7] Ionescu, G.T. *Calitatea energiei electrice o cerinţă esenţială a sistemelor electroenergetice.* Simpozion INTEGRA - ENERGO 90,29 - 31 oct. 1990, Varna, Bulgaria.

[8] Ionescu, G-T, Pavel, E. *Efectele consumatorilor nesimetrici asupra reţelelor electrice.* In: Energetica, vol.34, nr. 10., oct. 1986, pp.457 - 459.

[9] Ionescu, G-T., Pavel, E. *Consideraţii privind normarea limitelor regimului dezechilibrat in sistemele electroenergetice.* In: Energetica, nr.1, ianuarie 1990, pg.27 - 33.

[10] Jelezko, I.S. *Cu privire la perfecţionarea normării calităţii energiei electrice* (lb. rusă). In: Elektricestvo, 1987, nr.4, pp.15 - 20.

[11] Key, S.T., Lai, Jih-Sheng. *Comparison of Standards and Power Supply Design. Option for limiting Harmonic Distorsion on Power Systems.* In: IEEE Trans. on Industry Application, vol.29, nr.4 (iulie - august), 1993, pg.688 - 695.

[12] Pierra, L., Meyer, J. P. *Le taux de désequilibre mais c'est tres simple.* In: R.G.E. - no.6, iunie 1987, pp. 18 - 26.

[13] PE 143/80. *Normativ privind limitarea regimului deformant,* RENEL 1980

[14] * * * *Machines électriques tournantes.* CEI - Publicaţia 34 - 1 - 1983

[15] * * * *Perturbations produites dans le réseaux d'alimentation par les appareils électrodomestiques et les équipements analogues.* CEI - Publicaţiile 555-2, 555-3, 1000-2-2, 1990.

[16] * * * *Norme de calitate a energiei electrice la receptoarele racordate la reţelele electrice de distribuţie generală.* GOST - 13109-87, Rusia, 1989

(Referent de specialitate: dr. ing. Miron Laurenţiu Goia - ICEMENERG)

(Primit la 11 iulie 1994, acceptat la 9 august 1994)

COMENTARIU

Dr. ing. Miron Laurenţiu Goia - ICEMENERG. Este o încercare, desigur perfectibilă, de a defini principalii indicatori care caracterizează calitatea energiei electrice furnizată într-o reţea consumatorilor.

Se definesc indicatorii acceptaţi în literatura de specialitate şi se stabilesc relaţiile de calcul pentru fiecare dintre aceştia, articolul fiind din acest punct de vedere util pentru activitatea de furnizare a energiei electrice. Încercarea de a prezenta într-un singur articol multitudinea problemelor indicatorilor ce caracterizează calitatea energiei este însă în mod inerent legată de o serie de neajunsuri, dintre care putem aminti:

- lipsă indicatori : număr de întreruperi totale în furnizarea energiei electrice, important în caracterizarea calităţii energiei într-un anumit punct din reţea;

- lipsa unei ierarhizări a indicatorilor de calitate. Nu pot fi puşi pe acelaşi plan indicatorul abaterii de frecvenţă cu cel al nesimetriei negative, de exemplu, care pare unul artificial;

- lipsa unei anumite rigori în definiţii.

Ar fi fost mai bine dacă autorul ar fi precizat la fiecare din formulele utilizate dacă este vorba despre tensiune de fază sau de linie şi despre valori efective sau de vîrf.

În felul în care se fac referinţele, pot fi create anumite confuzii, care, bineînţeles, pentru cititor nu sînt deloc avantajoase.

Principalul neajuns al indicatorilor introduşi, definiţi şi calculaţi de autor cu metodele propuse este lipsa unei referinţe cantitative la aspectul statistic al fenomenului.

Indicatorii definiţi nu au relevanţă dacă nu sînt raportaţi la perioada de timp în care se manifestă fenomenul şi la numărul de consumatori influenţaţi.

O abatere de tensiune, chiar gravă (peste 10 %), care se manifestă o singură dată într-un interval de 1 an nu este, evident, la fel de neplăcută ca o mulţime de cazuri în care abaterile de 9 % sînt prezente tot timpul la un număr ridicat de consumatori.

SISTEM DE ACHIZIȚIE A DATELOR ȘI ANALIZA REGIMULUI DEFORMANT (SADARD). REALIZARE ȘI REZULTATE ALE UTILIZĂRII ÎN REȚELE ELECTRICE POLUATE CU ARMONICE

În lucrare este prezentat sistemul SADARD, conceput și realizat în cadrul unei cercetări efectuate de Universitatea "Politehnica" București și RENEL - Filiala de Rețele Electrice Ploiești.

Sistemul SADARD răspunde recomandărilor de ultimă oră ale CIGRE privind abordarea statistică în analize de regim deformant pentru studiul calității tensiunii în rețelele electrice poluate cu armonice. Sînt prezentate de asemenea cîteva rezultate ale utilizării sistemului și rețele electrice din care se alimentează consumatori deformanți.

The paper presents the DADRA system which was contrieved and carried cut at "Politehnica" University of Bucharest in cooperation with RENEL (Romanian Electricity Authority) - Electric Network Subsidiary of Ploiești.

DADRA system meets the CIGRE latest recommendations on the statistic approach of the destorting regime analysis meant for voltage quality test the harmonic polluted electric networks.

There are also presented some results of this system application at the electric networks which supply the destorting consumers.

Prof. dr. ing. EUGENIU POTOLEA, Ing. ȘTEFAN GHEORGHE *

Descriptori : armonice, sistem de măsurare, aplicații ale calculatorului.

Introducere

Problemele de calitate a tensiunii în rețelele electrice poluate cu armonice, sînt încadrate în domeniul **compatibilității electromagnetice****).

Perturbațiile care influențează în mod determinant calitatea tensiunii în rețelele electrice sînt: armonicele, flickerul și nesimetriile. Prezentul articol se ocupă numai de perturbațiile produse calității tensiunii de către armonice.

Lucrarea de față nu numai că pledează pentru introducerea și în România a acestui mod de abordare statistică a regimului deformant, dar prezintă și un instrument la dispoziția inginerilor electroenergeticieni, care studiază problema "calității tensiunii".

* Facultatea de Energetică, Universitatea "Politehnica" București

** Termenul de **compatibilitate electromagnetică** este definit în *vocabularul electrotehnic internațional* astfel : *"l'aptitude d'un appareil, ou d'un systeme, a fonctionner dans son environnement electromagnetique de facon satisfaisante et sans produire lui-meme des perturbations electromagnetiques intolerables pour tout ce qui se trouve dans cet environnement"*.

1. Condiții toretice impuse

Conform teoremei eșantionării (Shannon), un semnal cu variație continuă poate fi reprezentat de eșantioanele sale, dacă [5] :

$$f_e \geq 2 * f_{max},$$

unde :

f_e este frecvența de eșantionare;

f_{max} - frecvența maximă a armonicelor semnalului în studiu.

Pentru o reprezentare cît mai fidelă a semnalului se recomandă ca pentru reconstituirea semnalului, frecvența de eșantionare să fie de 8 - 10 ori mai mare decît frecvența maximă a armonicelor semnalului (f_{max}) [12]. În literatura de specialitate din străinătate se recomandă ca numărul optim de eșantioane pe o perioadă a unei curbe de tensiune sau curent electric să fie de 128 eșantioane/perioadă [11] și minimum 64 eșantioane/perioadă cu ferestre de eșantionare de 4 - 8 perioade (80 - 160 milisecunde) pentru analize statistice conform recomandărilor CIGRE [1].

Sistemele de achiziţie şi analiză a semnalelor necesită de asemenea respectarea următoarelor condiţii principale:

- utilizarea circuitelor de măsurare şi adaptare a semnalului, avînd caracteristică liniară;
- izolarea galvanică a sistemului faţă de proces;
- utilizări de circuite de memorare a semnalului eşantionat pe durata conversiei analog numerice;
- memorarea rezultatelor conversiei într-o formă optimă (mai ales în cazul analizelor statistice pe intervale mari de observaţie);
- validarea datelor obţinute din conversia analog numerică şi eventual estimări în cazul datelor nevalidate.

2. Recomandări CEI, CIGRE, CIRED

În ultimii ani, sesiunile de lucru sau manifestările ştiinţifice ale acestor organizaţii în domeniul compatibilităţii electromagnetice privind calitatea tensiunii în reţelele electrice, au fost dominate de modul de abordare statistică a analizelor în domeniul armonicelor.

Acest mod de abordare a fost posibil de adoptat odată cu evoluţia tehnologică a microelectronicii şi creşterii performanţelor sistemelor de calcul în domeniul viteză de calcul şi memorie. Lucrarea [1] prezintă elemente semnificative ale acestui mod de abordare statistic.

În prezent se constată o convergenţă a părerilor specialiştilor din grupurile de lucru ale organismelor internaţionale - CEI, CIGRE, CIRED, UNIPEDE - privind modul de abordare statistică şi nivelurile de compatibilitate admise.

Lucrarea [1] a Grupului de lucru 36 **"Calitatea tensiunii"** al CIGRE , stabileşte elementele de bază în analizele statistice ale perturbaţiilor în reţelele electrice datorate armonicelor.

Intervalele de timp recomandate pentru a fi utilizate în analizele statistice, (prezentate de CEI într-un ghid general de instrumente şi măsurători ale armonicelor) sînt următoarele:

- *Tvs* - interval de timp foarte scurt 3 secunde
- *Tsh* - interval de timp scurt 10 minute
- *Td* - interval de timp zilnic 1 zi
- *Tw* - interval de timp săptămînal 1 săptămînă.

a) *Intervalul de timp de 3 secunde (Tvs)* este considerat de CIGRE ca fiind de bază în analiza statistică a regimului deformant, iar în locul intervalelor zilnice şi săptămînale (T_d , T_w) se recomandă un timp de observaţie de cîteva zile, incluzînd un sfîrşit de săptămînă.

Pe fiecare interval de 3 secunde se calculează valoarea medie pătratică *(rms)* a tensiunii, calculînd FFT pe fiecare armonică, pentru toate cele N semnale achiziţionate:

$$U_{nvs} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^{N} U_{h,k}^2\right) / N}$$

unde $N \geq 1$.

b) Pe fiecare *interval de 10 minute* se calculează U_{hsh}, pentru fiecare armonică, ca valoare *rms* a celor 200 valori U_{hvs} din intervalul de 10 min. Valorile obţinute prezintă importanţă deoarece dau o estimare asupra efectelor termice, pe fiecare armonică, în echipamente :

c) *Intervalul zilnic* este considerat de CEI ca esenţial să prezinte datele rezultate din prelucrarea statistică, în supravegherea armonicelor tensiunii furnizate (de distribuţie). Se vor calcula valorile tensiunilor pe armonice (U_h) ca *rms* a tuturor valorilor U_{hvs} de pe cele 28800 intervale de 3 secunde (T_{vs}) .

d) *Intervalul săptămînal* nu prezintă un interes special pentru CEI, în locul lui fiind recomandat un interval de cîteva zile, incluzînd un sfîrşit de săptămînă.

Pentru intervalul de timp cel mai lung de observaţie (zilnic, cîteva zile sau săptămînal) se defineşte **probabilitatea cumulativă 95 %** (CP 95 %). Aceasta este valoarea, corespunzătoare fiecărei armonice, care nu este depăşită cu un număr de intervale de 3 secunde egal cu 95 % din numărul total de intervale de 3 secunde al timpului total de observaţie.

Valorile corespunzătoare ale CP 95 % sînt comparate cu nivelurile de compatibilitate admise în normele CEI 1000 [3] (anexa 1).

Se reţin următorii parametrii (corespunzători fiecărei armonice):

* $U_{hvs\ max}$ = valoarea maximă a tensiunii pe intervalele T_{vs} ;
* $U_{hsh\ max}$ = valoarea maximă a tensiunii pe intervalele T_{sh};
* U_{hvs} = valoarea probabilităţii cumulate 95 %.

Ca parametru global este calculat coeficientul de distorsiune corespunzător fiecărui interval T_{sh}, care la rîndul lui este comparat cu nivelul de compatibilitate corespunzător.

3. Structura sistemului SADARD

Sistemul SADARD a fost conceput şi realizat să răspundă următoarelor condiţii impuse unor sisteme de calcul utilizate pentru achiziţii de date şi analize în timp real: portabilitate şi fiabilitate ridicată, izolarea sistemului faţă de proces şi, nu în ultimul rînd, raport

performanţe/preţ cost cît mai ridicat. Schema bloc a sistemului este prezentată în figura 1.

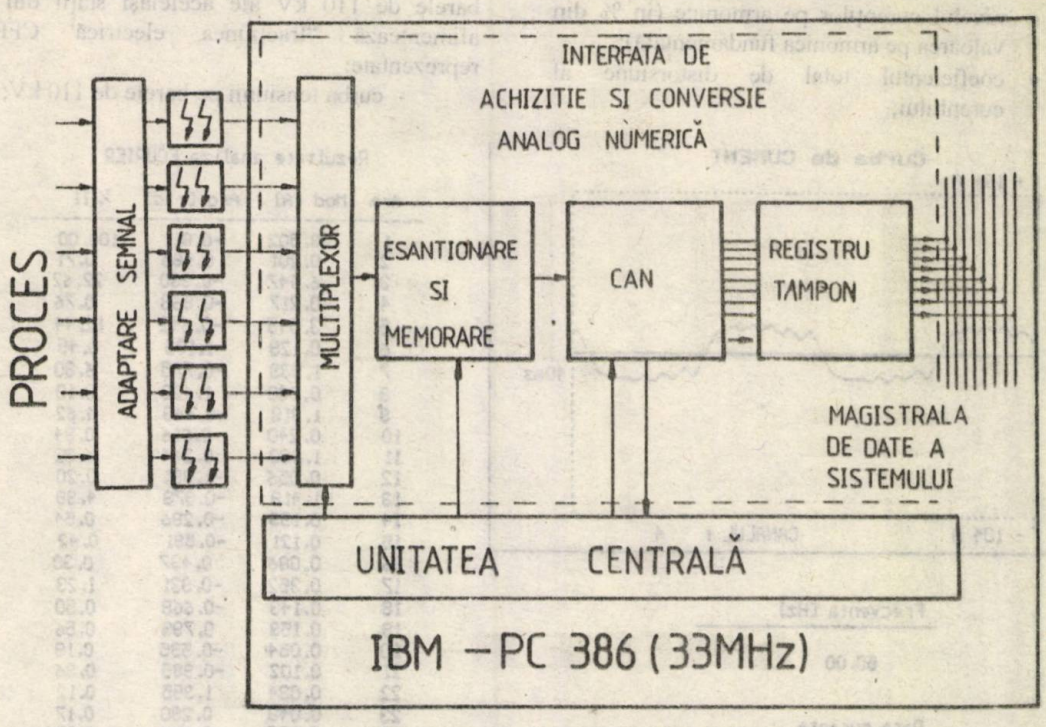


Fig.1.Schema bloc a sistemului SADARD

Sistemul de calcul SADARD cuprinde în principal trei componente importane:

a) elementele de adaptare şi izolare faţă de sistem a semnalelor achiziţionate din proces;

b) elementele hardware;

c) elementele software.

Sistemul SADARD achiziţionează pe primele trei canale tensiunile fazelor R, S, T din nodul de racord al consumatorului deformant, iar pe următoarele patru canale sînt achiziţionate curbele de curent ale consumatorilor deformanţi.

a) Adaptarea semnalului achiziţionat din proces (tensiuni şi curenţi electrici) se face utilizînd traductoare LEM cu izolarea galvanică. Aceste traductoare au o caracteristică de transfer liniară într-o bandă largă de frecvenţă, care include banda de 50 - 2500 Hz, în care se găsesc armonicele ce sînt luate în consideraţie în procesele electroenergetice.

b) Sistemul de calcul este alcătuit dintr-un calculator compatibil IBM-PC 386 şi o interfaţă de achiziţie şi conversie analog numerică. Interfaţa este introdusă în calculator în conectorii de extensie şi este alimentată din sursa acestuia. Interfaţa este fabricată de către o firmă din ţară şi se ridică la nivelul de fiabilitate al calculatorului. Convertorul analog numeric este de tipul cu aproximaţii succesive pe 12 biţi (tip AD574).

c) Elementele software cuprind un Mediu Integrat de Programe (MIP) elaborat într-un limbaj de nivel înalt (C++), mediu care oferă o interfaţare uşoară cu utilizatorul prin tehnica meniurilor. MIP respectă condiţiile de modularitate şi flexibilitate, care oferă posibilităţi mari de dezvoltări de noi aplicaţii.

Pentru analiza statistică au fost efectuate 64 eşantioane/perioadă, utilizînd ferestre de eşantionare de 80 milisecunde (4 perioade, iar pentru achiziţie şi analiză Fourier permanente (inclusiv supravegherea în timp real) au fost efectuate 128 eşantioane/perioadă şi ferestre de eşantionare de 40 milisecunde (două perioade).

Sistemul SADARD a fost testat în laborator la FRE Ploieşti şi în achiziţii şi analize ale curbelor de tensiune şi curent electric staţiile de transformare ale filialei.

Sistemul realizează, de asemenea, funcţiunea de **supraveghere în timp real** într-un nod electroenergetic din care se alimentează consumatori deformanţi.

4. Rezultate obţinute

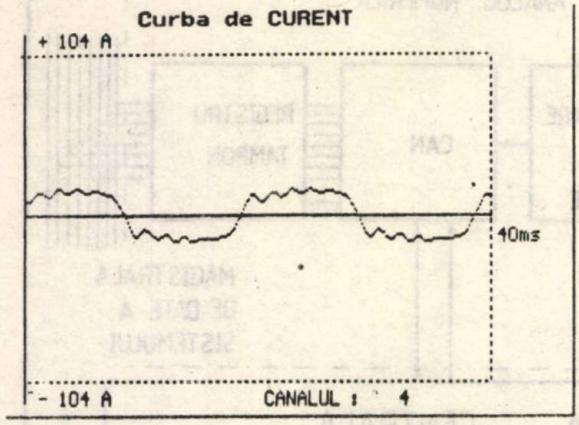
In figura 2 sînt prezentate rezultatele achiziţiei şi analiza Fourier a unei curbe de curent la consumatori "tracţiune electrică CFR", alimentat din staţia de transformare 110 kV Ploieşti-Nord. Sînt reprezentate:

- curba curentului absorbit de consumator pe partea de 110 kV;

- rezultatele analizei Fourier a eşantioanelor curbei de curent:
  - nivelul curenţilor pe armonice (în % din valoarea pe armonica fundamentală);
  - coeficientul total de distorsiune al curentului;

În figura 3 sînt prezentate rezultatele achiziţiei şi analizei Fourier pentru o curbă de tensiune de pe barele de 110 kV ale aceleiaşi staţii din care se alimentează "tracţiunea electrică CFR". Sînt reprezentate:

- curba tensiunii pe barele de 110 kV;



Frecventa [Hz]

50.00

Data curenta

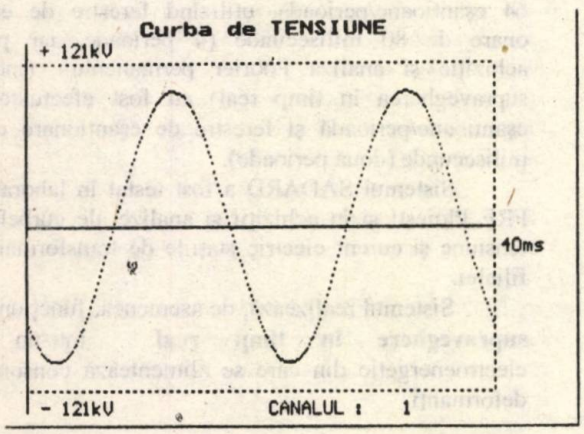
15-10-1993
9:54:47:12

Rezultate analiza FOURIER

Arm	Mod [A]	Arg [rad]	% I1
1	28.502	-0.011	100.00
2	0.201	0.486	0.71
3	6.447	-0.380	22.62
4	0.217	-0.868	0.76
5	3.545	-0.642	12.44
6	0.129	-1.193	0.45
7	1.939	-0.775	6.80
8	0.030	1.428	0.10
9	1.318	-0.443	4.62
10	0.240	0.016	0.84
11	1.800	0.264	6.32
12	0.056	-1.381	0.20
13	1.419	-0.879	4.98
14	0.153	-0.286	0.54
15	0.121	-0.591	0.42
16	0.086	0.437	0.30
17	0.352	-0.931	1.23
18	0.143	-0.668	0.50
19	0.159	0.799	0.56
20	0.054	-0.535	0.19
21	0.102	-0.985	0.36
22	0.034	1.355	0.12
23	0.048	0.290	0.17
24	0.037	0.406	0.13
25	0.018	-0.764	0.06

Coeficient de distorsiune = 27.273 %

Fig.2 . Curba de curent pentru consumatorul CFR alimentat din staţia 110/27,5 kV Ploieşti-Nord.



Frecventa [Hz]

50.08

Data curenta

15-10-1993
12:06:42:05

Rezultate analiza FOURIER

Arm	Mod [kV]	Arg [rad]	% U1	DEPASIREA valorilor conf.PE 143
1	108.364	0.515	100.00	
2	0.121	0.458	0.11	
3	1.048	-0.252	0.97	
4	0.063	0.796	0.06	
5	0.518	0.622	0.48	
6	0.060	-1.384	0.06	
7	0.155	0.423	0.14	
8	0.040	0.641	0.04	
9	0.097	-0.893	0.09	
10	0.050	-0.367	0.05	
11	0.233	-0.031	0.21	
12	0.039	-0.603	0.04	
13	0.041	1.181	0.04	
14	0.046	0.706	0.04	
15	0.042	0.369	0.04	
16	0.046	0.501	0.04	
17	0.011	-1.429	0.01	
18	0.023	-0.139	0.02	
19	0.033	-0.536	0.03	
20	0.021	0.919	0.02	
21	0.037	-0.448	0.03	
22	0.032	-0.085	0.03	
23	0.026	-0.639	0.02	
24	0.035	-0.189	0.03	
25	0.057	-0.336	0.05	

Coeficient de distorsiune = 1.131 %

Fig.3. Curba de tensiune pe barele de 110 kV din staţia 110/27,5 kV Ploieşti-Nord.

- rezultatele analizei Fourier a eşantioanelor curbei de tensiune:

  - nivelul tensiunilor pe armonice (în % din valoarea pe armonica fundamentală);
  - coeficientul total de distorsiune al tensiunii;

- eventualele depăşiri ale nivelurilor limită admise de normative [15].

Este de subliniat aici următoarea concluzie: **In nodurile sistemului care au puteri mari de scurtcircuit, noduri unde sînt racordaţi consumatorii "tracţiune electrică CFR", chiar dacă deformările curbelor de curent sînt foarte pronunţate (kdI = 27.3 %), nivelurile armonicelor curbei de tensiune sînt în limitele admise de normativele în vigoare** [15].

În figura 4 sînt prezentate rezultatele obţinute din analiza statistică a perturbaţiilor armonice într-un post de transformare la tensiunea de 0,4 kV, conform recomandărilor CEI-CIGRE prezentate la pct.2. Sînt reprezentate valorile probabilităţii cumulative 95 % pentru curbele de tensiune şi care în urma comparării cu nivelurile admise de CEI (anexa 1), arată o depăşire pe armonica a 9-a, iar într-un grafic sînt reprezentate variaţiile comparative a doi parametri principali: *Uhvs*max şi *Uhvs*95 % (vezi pct.2).

În figura 5 sînt prezentate rezultatele achiziţiei şi analizei Fourier pentru curba de tensiune de pe barele de joasă tensiune ale unui post de transformare din oraşul Ploieşti. Sînt de remarcat depăşirile nivelurilor admise pe armonicele de rangul al 5-lea, al 7-lea şi depăşirea coeficientului total de distorsiune.

În figura 6 este prezentată variaţia nivelurilor de tensiune pe armonice în zece achiziţii succesive la interval de 1 secundă.

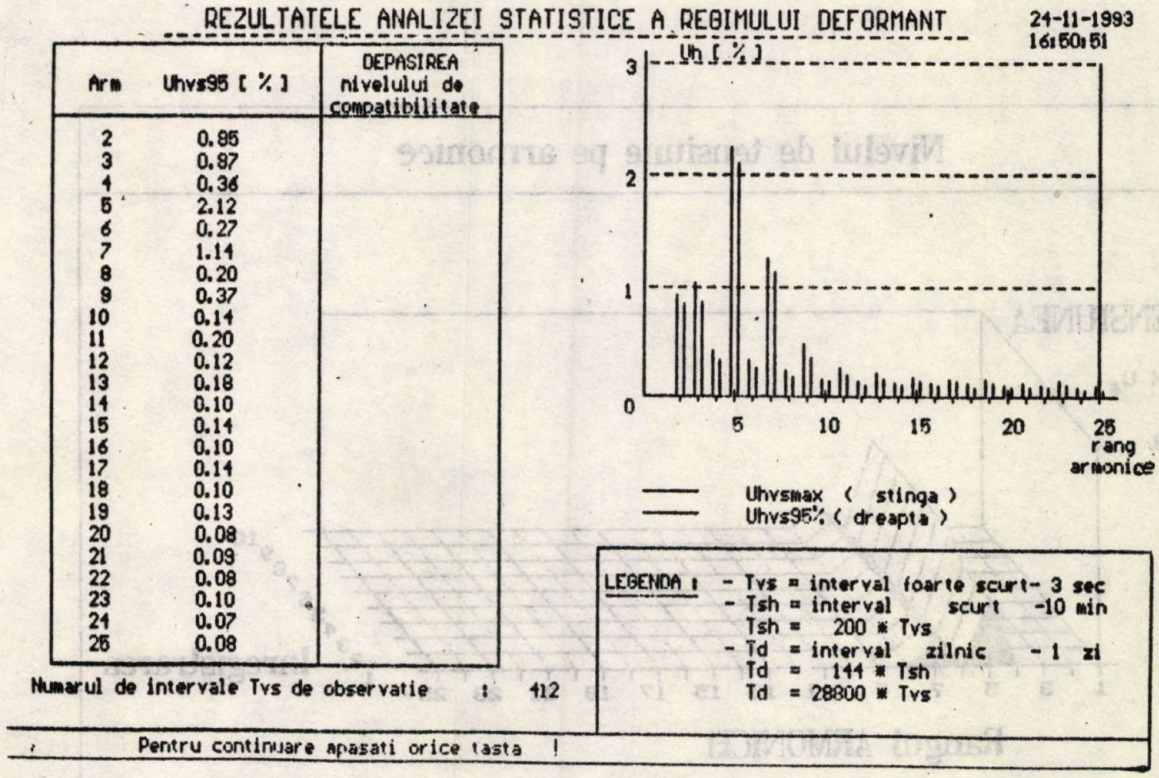
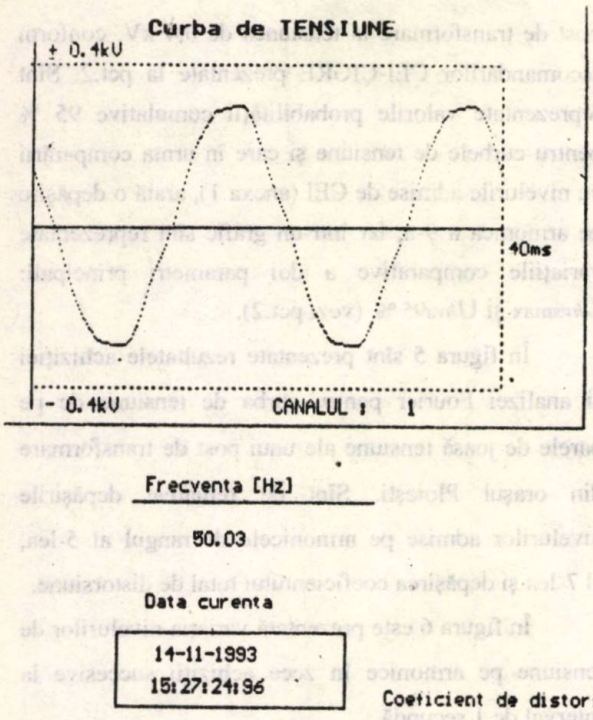


Fig.4. Rezultatele analizei statistice pentru curba de tensiune de 0,4 kV pe barele unui post de transformare.



Rezultate analiza FOURIER

Arm	Mod [kV]	Arg [rad]	% U1	DEPASIREA valorilor conf.PE 143
1	0.363	1.361	100.00	
2	0.001	1.520	0.21	> 0.20 %
3	0.001	-1.468	0.36	
4	0.000	1.307	0.07	
5	0.014	-0.276	3.90	> 0.65 %
6	0.000	1.176	0.05	
7	0.006	1.158	1.62	> 0.60 %
8	0.000	-1.242	0.04	
9	0.001	-0.483	0.21	
10	0.000	1.536	0.02	
11	0.001	0.917	0.17	
12	0.000	0.893	0.02	
13	0.001	0.143	0.14	
14	0.000	0.357	0.01	
15	0.000	-1.344	0.12	
16	0.000	1.489	0.02	
17	0.000	-1.384	0.06	
18	0.000	-0.623	0.01	
19	0.000	0.245	0.03	
20	0.000	-0.840	0.03	
21	0.000	1.001	0.04	
22	0.000	-0.273	0.01	
23	0.000	0.165	0.03	
24	0.000	-0.073	0.02	
25	0.000	-0.085	0.06	

Coeficient de distorsiune = 4.254 % > 2 %

Fig.5. Curba de tensiune pe barele de 0,4 kV ale unui post de transformare din F.R.E. Ploiești

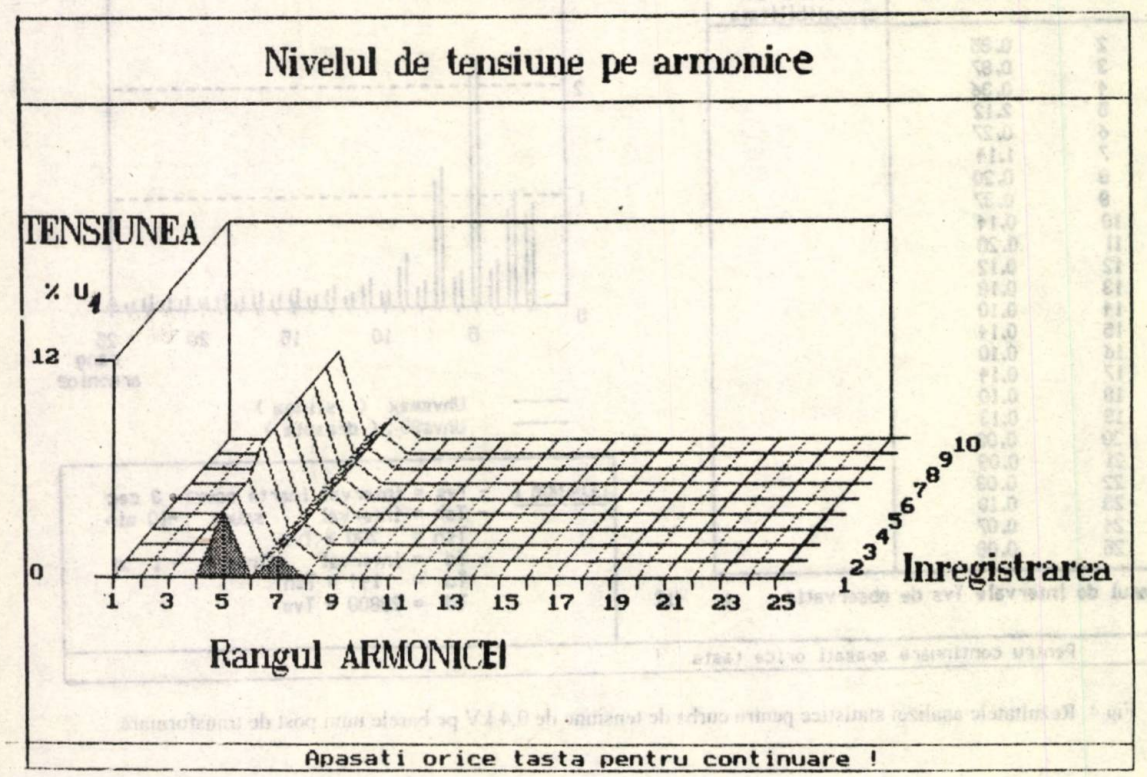


Fig.6 Variația nivelurilor de tensiune pe armonice în cazul a 10 achiziții succesive pe barele de 0,4 kV

Concluzii

În etapa actuală în care au fost realizate mijloacele de achiziţie şi analiză a datelor colectate din reţelele electrice poluate cu armonice, a devenit posibilă modificarea legislaţiei privind abordarea statistică în conformitate cu recomandările CEI - CIGRE.

Rezultatele obţinute prin utilizarea sistemului SADARD au scos în evidenţă necesitatea alinierii prescripţiilor româneşti în domeniul regimului deformant la normele ANSI/IEEE, privind luarea în consideraţie a armonicelor curbelor de curent (funcţie de puterea de scurtcircuit a nodului în care se racordează consumatorul deformant - Anexa 2 [16]).

Rezultatele prezentate în figurile 5 şi 6 arată că acolo este necesară îndreptarea atenţiei către medie tensiune (MT) şi joasă tensiune (JT), acolo unde numărul consumatorilor potenţiali generatori de regim deformant este mult mai mare.

ANEXA 1

Nivelurile de compatibilitate admise pentru armonice de tensiune (% din valoarea pe armonica fundamentală) la înaltă tensiune <IT>< medie tensiune <MI>, joasă tensiune <JT>

Armonice impare nemultiplu de 3			Armonice impare multiplu de 3			Armonice pare		
rang h	Armonice ale tensiunii (%)		rang h	Armonice ale tensiunii (%)		rang h	Armonice ale tensiunii (%)	
	JT - MT	IT		JT - MT	IT		JT - MT	IT
5	6	2	3	5	2	2	2	1,5
7	5	2	9	1,5	1	4	1	1
11	3,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	3	1,5	21	0,2	0,2	8	0,5	0,2
17	2	1	>21	0,2	0,2	10	0,5	0,2
19	1,5	1				12	0,2	0,2
23	1,5	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,5	0,7						
>25	$0{,}2+1{,}3\frac{25}{h}$	$0{,}2+0{,}5\frac{25}{h}$						

Coeficientul de distorsiune al curbelor de tensiune	JT - MT	8 %
	IT	3 %

ANEXA 2

Limitele curentului armonic pentru sarcină neliniară conectată la o reţea de utilitate publică în punctul comun de racord cu alte sarcini la tensiune de 2,4 ÷ 69 kV (conf ANSI/IEEE 519/81)

	Rangul armonicei impare					Coeficient de distorsiune
I_{sc}/I_1	n < 11	11<n<17	17< n <23	23<n<35	n>35	
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 .. 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 .. 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 .. 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

unde

I_{sc} = curentul de scurtcircuit maxim în punctul de racord;

I_i = curentul maxim de sarcină pe frecvenţa fundamentală.

NOTĂ. Armonicele pare sînt limitate la 25 % din limitele armonicei superioare impare.

Coeficientul de distorsiune $K_d = \dfrac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_n^3}}{I_1}$

BIBLIOGRAFIE

[1] CIGRE/CIRED - Working Grouppe 36.05 "Voltage Quality" - *Assessing voltage quality with relation to harmonics, flicker and unbalance*, Paris, Sesion Sept - 1992

[2] CIGRE - Groupe de Travail 36 - *Harmoniques, parametres caracteristiques, methodes d'etude, estimation de valeurs existantes en reseau*, ELECTRA, Nr. 77, 1981

[3] CEI - 1000-2-2- Compatibilite Electromagnetique (CEM), Partie 2 : *Environnement*, Section 2: *Niveaux de compatibilite pour les perturbations conduites basses frequence et la transmision de signaux sur les reseaux publics d'alimentation a base tension*

[4] Antoniu, I.S. *Chestiuni speciale de electrotehnică*, E.Acad. Buc., 1956;

[5] Tertisco, M. ş.a. *Identificarea asistată de calculator a sistemelor*, E.T., Bucureşti, 1987;

[6] Potolea, E., Gheorghe, St. *Calitatea tensiunii în reţelele electrice poluate cu armonici*, SSCEAR, Bucureşti, 1993

[7] Gârlaşu, St *Prelucrarea în timp real a semnalelor fizice*, E. Scrisul Românesc, Craiova, 1978

[8] Ionescu, T., C. *Sisteme şi echipamente pentru conducerea proceselor*, E.D.P., Bucureşti, 1982

[9] Gheorghe, St. *Calculatorul IBM PC cu interfaţă specializată de achiziţie, utilizat ca analizator de regim deformant*, Buletin informativ RENEL-DGTDEE, N.24, Bucureşti, 1992

[10] Katic, V. *Computer based harmonic measurement systems: Discussion and a realization*, Atlanta, Georgia, Sept.1992

[11] Mureşan, T. s.a. *Microprocesorul 8080 în aplicaţii*, E. Facla, Tim., 1981

[12] Sampaleanu. M. *Circuite pentru conversia datelor*, E. T., Bucureşti

[13] * * * GOST 13109 - 1987

[14] * * * PE 143/1980, *Normativ privind limitarea regimului deformant*, RENEL

[15] * * * ANSI/IEEE 519/81

(Referent de specialitate: dr. ing. Laurenţiu Miron Goia - ICEMENERG)

(Primit la 29 noiembrie 1993, acceptat la 25 aprilie 1994)

NOTĂ

Articolul prezintă un sistem original de achiziţie date şi de analiză "on-line" a regimului deformant din reţelele electrice, bazate pe folosirea calculatoarelor personale, mijloc de calcul tot mai frecvent folosit în filialele de reţele electrice ale RENEL.

Comparînd rezultatele obţinute pentru cîteva puncte din reţeaua FRE Ploieşti cu cele mai recente recomandări ale organismelor internaţionale (CEI, CIGRE etc.) autorul constată necesitatea alinierii regulamentelor româneşti (PE 143) la prevederile normelor ANSI/IEEE.

Primele rezultate le considerăm însă suficiente pentru a constitui o bază de apreciere a nivelului calităţii energiei din punctul de vedere al poluării cu armonici. Considerăm, de acord cu autorii, că preocupările se cer continuate şi atenţia trebuie îndreptată spre nodurile de j.t. şi m.t., în care numărul de consumatori deformanţi este mare.

Se consideră raţional ca analiza efectuată cu ajutorul SARD să fie comparată cu alte date obţinute de alţi autori pentru a putea stabili indici de calitate raţionali şi obiectivi pentru reţelele din România, în context cu cele din literatura mondială.

Prin metoda de investigare propusă prin tratarea pentru prima oară a acestui indicator calitativ "on-line" şi din punct de vedere statistic, lucrarea are caracter de noutate în România.

dr. ing. Miron Laurenţiu Goia - ICEMENERG

EXPERIMENT SI SIMULARE NUMERICA A COMPORTĂRII MOTOARELOR ASINCRONE LA GOLURILE DE TENSIUNE SIMETRICE

Conf. dr. ing. **FLAVIUS DAN ŞURIANU***

Considerînd utilă cunoaşterea comportării motoarelor asincrone din exploatare, la goluri de tensiune, prin simularea numerică pe calculatoarele de 8 biţi aflate în dotarea birourilor atelierelor de producţie, în lucrare se prezintă rezultatele obţinute de autor cu ajutorul unui program de calcul elaborat în acest scop şi validat experimental. Programul de calcul determină, în final, curba de aptitudine dinamică a motorului asincron analizat, pe baza căreia este posibilă alegerea optimă a protecţiei minimale de tensiune, aferentă.

Considering necessary to know the behaviour of the asynchronous motors in service by voltage gaps, using digital simulation on 8 bit computers, the paper presents the results obtained by the author by means of a computation program drawn-up for this purpose and experimentally certificated.

The optimum selection of the related minimum voltage protection is possible according to the computation program which finally results in a dynamic behaviour curve of the checked asynchronous motor.

Descriptori: motoare asincrone, goluri de tensiune

Introducere

Aprecierea comportării motorului asincron faţă de mulţimea golurilor de tensiune care pot să apară la bornele sale constituie o problemă importantă în exploatarea optimă a acţionărilor electrice. Aceasta devine posibilă şi chiar suficientă (în cazul unei aprecieri calitative), prin cunoaşterea variaţiei curentului şi tensiunii la borne şi în final a curbei de aptitudine corespunzătoare alunecării critice, ştiind că aceasta reflectă sensibilitatea dinamică la goluri de tensiune a motorului asincron, indiferent de tipul său constructiv. Obţinerea acestor curbe pe cale experimentală ridică probleme complicate impuse de necesitatea unor utilaje de laborator sofisticate şi, de aceea, o astfel de metodă este neadecvată în practica de exploatare a motoarelor asincrone, la nivel industrial. Aici, calea analitică de soluţionare a problemei primează, devenind practic unica metodologie, odată cu pătrunderea tehnicii de calcul în birourile atelier de producţie. Metoda analitică presupune, în prezent, existenţa unui program de calcul cît mai general şi valid pentru simularea comportării oricărui motor asincron (dintr-o gamă cît mai largă de tipuri şi/sau tipodimensiuni) la diverese goluri de tensiune şi ridicarea,în final, a curbei de aptitudine dinamică corespunzătoare şi, bineînţeles, cunoaşterea de către utilizator, a datelor de catalog ale motorului asincron analizat. Precizarea că programul de calcul corespunzător trebuie să fie valid nu este întîmplătoare. Ea se referă la faptul că un astfel de program de calcul trebuie să aibă atestarea experimentală. În aceest punct cele două căi, analitică şi experimentală, se intersectează, aici rolul laboratorului vine să confirme (sau nu) gîndirea teoretică (setul de ecuaţii şi metoda de rezolvare) şi, de ce nu, chiar şi bucuria de a lucra cu calculatorul.

În acest spirit, lucrarea de faţă prezintă un experiment efectuat pe standul de încercări ale maşinilor electrice al Secţiei de maşini electrice a Uzinei Constructoare de Maşini Reşiţa S.A. în vederea validării unui program de calcul elaborat pentru simularea numerică a comportării maşinii asincrone la goluri de tensiune de formă dreptunghiulară.

* Universitatea Tehnică din Timişoara, Facultatea de Electrotehnică.

1. Descrierea instalaţiei de experimentare şi rezultatele obţinute

Schema electrică de principiu a standului de probe pe care s-a efectuat simularea fizică a unui gol de tensiune este dată în figura 1. Motorul asincron, MAS2, asupra căruia s-a realizat experimentul este un motor asincron cu rotor în scurtcircuit, avînd puterea nominală, P_n = 630 kW la turaţia sincronă de n_n = 250 rot./min şi fiind alimentat la tensiunea U_n = 400 V de frecvenţă industrială, (f = 50 Hz). Se cunosc, de asemenea, toate datele asupra parametrilor electrici ai înfăşurărilor (reactanţe, rezistenţe), precum şi factorul de putere, cos φ_n = 0,75 şi randamentul nominal, η_n % = 93,71 %.Sursa de energie electrică a standului de probă o reprezintă generatorul sincron GS, antrenat de motorul asincron MAS1, care joacă rol de maşină primară, şi excitat prin intermediul generatorului de curent continuu, Gcc.

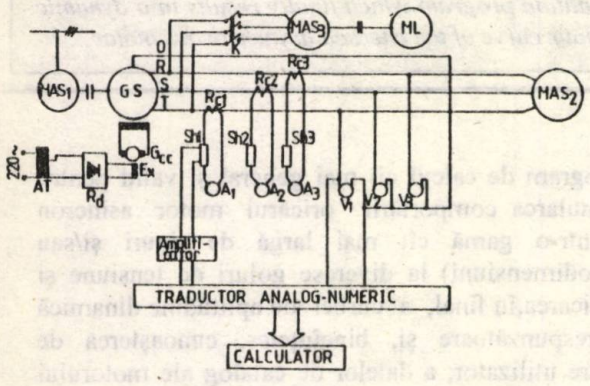


Fig.1. Schema electrică de principiu a standului de încercări experimentale.

Standul de probă astfel conceput reprezintă, de fapt, un sistem electric de putere, insular. Pentru a obţine un gol de tensiune în acest sistem, se creează un şoc de putere prin conectarea motorului asincron MAS3, care antrenează maşina de lucru, ML. În momentul conectării lui MAS3 la bornele lui MAS2 (care funcţionează în gol) se produce o scădere rapidă a tensiunii, care durează aproximativ 3 secunde, după care revine la valoarea normală. Această scădere a tensiunii, înregistrată, se poate echivala foarte bine cu un gol de tensiune simetric.

Standul de probă permite măsurarea variaţiei tensiunii de fază şi a curentului fazei R şi înregistrarea lor. Cele două semnale (de tensiune şi de curent) sînt transmise de la un calculator prin intermediul unui traductor analogic-numeric. Cu ajutorul unui program de prelucrare a datelor acumulate pentru regimuri tranzitorii, calculatorul permite în final, trasarea următoarelor diagrame:

- variaţia valorii momentane a tensiunii şi a curentului fazei R, în perioada golului de tensiune, pentru 116 treceri prin zero a acestor două mărimi;
- variaţia valorii efective a tensiunii fazei R în intervalul de timp corespunzător golului de tensiune (fig.2);
- variaţia valorii efective a curentului de pe faza R în acelaşi interval de timp (fig.3).

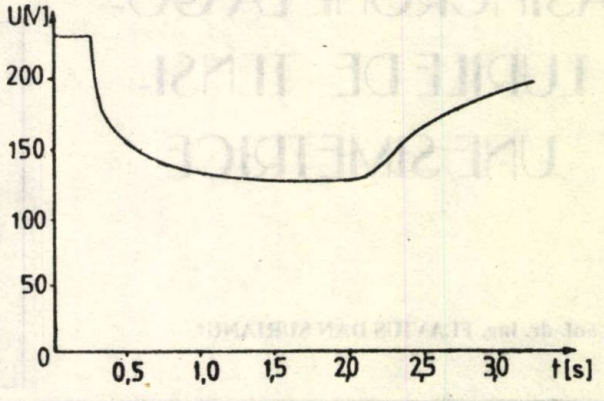


Fig.2. Caracteristica experimentală a variaţiei în timp a valorii efective a tensiunii de fază.

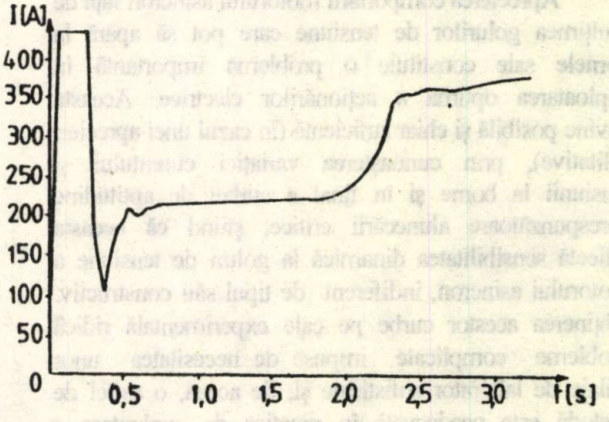


Fig.3. Caracteristica experimentală a variaţiei în timp a valorii efective a curentului statoric absorbit de motorul asincron MAS2, funcţionînd în gol.

Din motive de estetică a lucrării nu s-a considerat necesară prezentarea înregistrării variaţiei valorilor momentane ale tensiunii şi curentului, modificarea valorilor lor efective, dată

în figurile 2 şi 3, fiind suficient de sugestivă pentru modul de manifestare a golului de tensiune.

Din analiza curbei tensiunii efective de fază din figura 2, se constată că în momentul conectării consumatorului reprezentat de ansamblul MAS3-ML, la reţea, tensiunea pe fază scade rapid, de la 228,9 V la o valoarea de 125 V (adică 47 % din U_n), menţinîndu-se practic la acest palier, aproximativ două secunde, după care revine la valoarea iniţială. Se obţine, astfel, un gol de tensiune aproximativ dreptunghiular. Efectul său se manifestă asupra curentului statoric absorbit de MAS2 din reţea, a cărui variaţie este dată în figura 3. Se constată că în momentul apariţiei golului de tensiune, curentul scade rapid pînă la o valoare minimă (aproximativ 100 A), după care, printr-un scurt proces tranzitoriu, regimul de funcţionare se stabilizează corespunzător unui palier al curbei curentului, de aproximativ 210 A (adică de 47% din I_n). După trecerea golului de tensiune, odată cu revenirea tensiunii în reţea şi curentul absorbit revine la valoarea iniţială, tot printr-un proces tranzitoriu.

Înseamnă că prezenţa unui gol de tensiune în reţeaua electrică supune motoarele asincrone, din punct de vedere electric, la două regimuri tranzitorii: unul la apariţia golului de tensiune şi altul la dispariţia acestuia. Între cele două regimuri tranzitorii, motoarele funcţionează într-un regim staţionar. Acest regim staţionar poate fi un regim de minim, dacă motoarele sînt în gol (cazul experimentului prezentat) sau de maxim, dacă ele sînt în sarcină.

De semnalat este şi faptul că la revenirea tensiunii, curentul creşte mai întîi rapid, apoi viteza de creştere se reduce mult datorită prezenţei fenomenului de saturaţie magnetică a miezului feromagnetic al maşinii.

2. Simularea numerică a comportării motorului asincron la goluri de tensiune, dreptunghiulare

În vederea simulării numerice s-a optat pentru utilizarea unui model matematic al maşinii asincrone, cu caracter cît mai general, care să permită studierea unei game largi de ţipuri constructive, atît din categoria celor cu rotor bobinat, cît şi din cea a motoarelor cu rotor în colivie (simplă, dublă, bare înalte etc.).

Modelul matematic al maşinii asincrone cuprinde ecuaţiile diferenţiale electromagnetice, scrise conform teoriei celor două axe, cu luarea în considerare a fenomenelor de saturaţie a căilor de dispersie şi a celor principale şi a efectului pelicular (fenomene considerate că se manifestă simultan, dar independent), la care se adaugă ecuaţia de mişcare, prin care se evidenţiază alunecarea.

Notînd parametrii dimensionali cu:
$m_S = R_s / X_S$; $m_R = R_R / X_R$; $\sigma = X_m^2 / X_S X_R$; $\sigma_S = X_m / X_S$; $\sigma_R = X_m / R$ modelul matematic al maşinii sincrone se prezintă sub următoarea formă matricială:

$$\begin{bmatrix} \frac{1-\sigma}{\omega}\frac{di_d}{dt} - \frac{u_d}{X_s} \\ \frac{1-\sigma}{\omega}\frac{di_q}{dt} - \frac{u_q}{X_S} \\ \frac{1-\sigma}{\omega}\frac{di_D}{dt} + \frac{\sigma_R u_d}{X_S} \\ \frac{1-\sigma}{\omega}\frac{di_Q}{dt} + \frac{\sigma_R u_q}{X_S} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -mS & 1-s & mR\cdot\sigma S & \sigma S(1-s) \\ -1-s\sigma & -m_S & -\sigma_S(1-s) & m_R\sigma_S \\ mS\sigma_R & -\sigma_R(1-s) & -m_R & -(\sigma-s) \\ \sigma_R(1-s) & m_S\sigma_R & \sigma-s & -m_R \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix}$$

la care se adaugă ecuaţia de micare

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_m}\cdot\left[C_R - \frac{3pX_m}{2\omega C_n}(i_q i_D - i_d i_Q)\right]$$

În relaţia de mai sus, indicele R s-a folosit pentru mărimi rotorice, indicele S - pentru mărimi statorice, X_m este reactanţa de magnetizare, s este alunecarea şi p este numărul perechilor de poli ai maşinii.

Ecuaţiile care descriu regimurile staţionare rezultă tot din setul de ecuaţii prezentat, anulînd diferenţialele.

Pentru integrarea ecuaţiilor diferenţiale s-a utilizat metoda Runge-Kutta-Gill.

Programul de calcul a fost scris în limbaj BASIC, fiind utilizabil pentru orice calculator pe 8 biţi (SPECTRUM compatibil). Pentru trasarea curbei de aptitudine corespunzătoare alunecării critice se face apel la un subprogram, care pentru fiecare valoare a tensiunii reziduale determină durata limită a golului de tensiune pe care o mai poate suporta acţionarea realizată cu maşina asincronă respectivă. Se obţine astfel o curbă de aptitudine dinamică, ridicată punct cu punct.

Programul de calcul a fost testat folosindu-se parametrii motorului asincron MAS2 şi cu respectarea condiţiei iniţiale a experimentului. S-a simulat numeric un gol de tensiune de formă dreptunghiulară, cu tensiunea reziduală de 0,5 U_n şi durata de t_g = 2,5 s, iar pentru integrare s-a folosit un pas de incrementare a timpului de h = 0,005 s. În urma rulării programului de calcul s-a obţinut variaţia curentului absorbit de motor în timp, reprezentată în figura 4, precum şi curba de aptitudini dinamică a alunecării critice, reprezentată în figura 5.

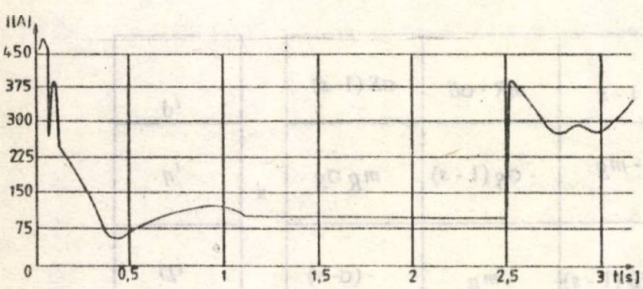


Fig.4.Caracteristica de calcul a variaţiei în timp a valorii efective a curentului statoric absorbit de MAS2 la simularea numerică a golului de tensiune.

Analiza comparativă a figurilor 3 şi 4 arată că atît cantitativ, cît şi calitativ, programul de calcul reuşeşte să reproducă suficient de exact evoluţia fenomenelor fizice reale din motorul asincron pe perioada golului de tensiune, dar şi în produsul tranzitoriu postperturbaţie care evoluează spre un nou regim de funcţionare stabilizat. Cît priveşte curba de aptitudine dinamică (fig.5), aceasta evidenţiază zona de stabilitate dinamică, A, şi zona de instabilitate dinamică, B, permiţînd astfel alegerea unei protecţii de minimă tensiune care, urmărind curba de aptitudine dinamică, să ducă la o utilizare raţională a rezervei de stabilitate.

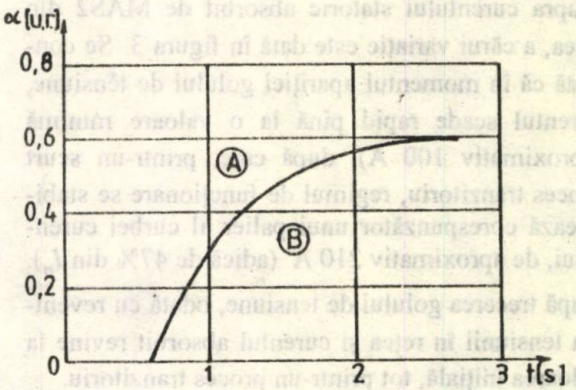


Fig.5. Curba de aptitudine dinamică: A - zona de stabilitate dinamică ; B - zona de instabilitate dinamică.

Concluzii

Programul de calcul elaborat constituie un instrument util şi accesibil de studiu al comportării diferitelor tipuri de motoare asincrone la goluri de tensiune simetrice şi, prin aceasta, facilitează găsirea soluţiilor optime de proiectare a acţionărilor electrice antrenate de astfel de motoare împotriva acestor fenomene aleatoare. Simplitatea programului de calcul, numărul redus de date de intrare (care nu necesită o preparare anterioară), evasiuniversalitatea suportului de calcul, fac posibilă implementarea lui în orice birou de proiectare, de producţie sau mecano-energetic.

BIBLIOGRAFIE

[1] Bodea, I. *Parametrii maşinilor electrice*. Ed. Academiei Române, Bucureşti, 1991.

[2] Mihăileanu, C., Potlog, D.M. *Goluri de tensiune în sistemele electroenergetice*. Ed. Tehnică , Bucureşti, 1979.

(Referent de specialitate:dr.ing. Dorin Potlog)

(Primit la 23 aprilie 1993, acceptat la 14 mai 1994)

PROGRAM DE CALCUL PENTRU ESTIMAREA COMPORTĂRII ACŢIONĂRILOR CU MOTOARE ELECTRICE SUB INFLUENŢA PARAMETRILOR CALITATIVI AI ENERGIEI ELECTRICE DE ALIMENTARE

Programul de calcul, prezentat principial în lucrarea cu aplicaţie la servicii proprii ale unei centrale electrice, poate fi utilizat încă din faza de proiectare şi/sau exploatare a oricărei instalaţii de alimentare cu energie electrică a acţionărilor cu motoare asincrone, în vederea stabilirii şi analizei unor indicatori de consum energetic ai instalaţiei analizate, atît pentru condiţii nominale de alimentare, cît şi pentru valori ale nivelului de frecvenţă şi/sau tensiune diferite de cele nominale.

Pe baza rezultatelor furnizate de program pot fi modelate caracteristicile de sarcină şi/sau energetice ale nodului de consum considerat, în funcţie de parametrii CEE. De asemenea, pot fi formulate matematic eventuale restricţii ce pot apărea la reglajul tensiunii de alimentare a receptoarelor electrice, necesar a fi luate ulterior în considerare în vederea alegerii unui nivel de tensiune optim pentru nodul respectiv.

The computation program, generally presented in the paper, with application to the own services of a power plant, can be used since the design and/or operation stage of every electric energy supply facility for the asynchronous motor drives, with the view to set and analyse the energy consumption indices of the checked facility both for rated supply conditions and for the frequency and/or voltage level values which are different from the rated ones.

The load and/or energy characteristics of the considered consumption bus, can be modelled according to the results supplied by the program, function of the EEC parameters. Some possible restrictions which can occur at the supply voltage control of the electric receiver necessary to be considered later on in order choose an optimum voltage level for that kink, can be mathematically formulated, as well.

conf. dr. ing. MIHAELA IORDACHE*

Descriptori: acţionări, motoare electrice, calitate, energie electrică

1. Obiectul programului

Pentru a se putea alege regimul optim de funcţionare al unei instalaţii electrice, în condiţii concrete de calitate a energiei electrice de alimentare (CEE), este necesară cunoaşterea expresiilor matematice ale caracteristicilor de sarcină şi, respectiv, ale celor energetice, în funcţie de parametrii CEE, precum şi a eventualelor situaţii restrictive care pot apărea în funcţionarea instalaţiei, cum ar fi stabilirea domeniului de variaţie a tensiunii pe barele de alimentare cu energie electrică.

În vederea atingerii acestor obiective, s-a întoc-

* Facultatea de Energetică, Universitatea Politehnica Bucureşti

mit un program de calcul, general valabil pentru orice instalaţie de alimentare a unor acţionări electrice cu motoare asincrone, prezentat principial în continuare, cu aplicaţie la servicii proprii ale unei centrale electrice.

2. Performanţele programului şi restricţii de utilizare

Principalele receptoare electrice care fac parte dintre consumatorii de servicii proprii din centralele electrice sînt motoare asincrone cu rotorul în scurtcircuit, alimentate direct la 6 kV prin intermediul unor transformatoare Ung/6 kV, precum şi motoare de joasă tensiune, alimentate prin intermediul unor transformatoare 6/0,4 kV.

În vederea aprecierii pe cale analitică a implicaţiilor abaterii de lungă durată a tensiunii şi/sau frecvenţei de alimentare de la valoarea nominală asupra parametrilor motoarelor asincrone care antrenează mecanisme de servicii proprii, precum şi a evidenţierii eventualelor efecte de uzură, influenţe asupra consumului de putere şi energie electrică etc., pe baza metodologiilor prezentate în bibliografie s-a întocmit un program de calcul în limbaj conversaţional, care permite, printre altele:

- determinarea căderilor de tensiune, precum şi a abaterilor de tensiune faţă de valoarea nominală, în diferite puncte ale schemei de alimentare cu energie electrică a receptoarelor de servicii proprii;
- determinarea unor valori limită de variaţie a parametrilor de calitate a energiei electrice de alimentare, a căror depăşire duce la imposibilitatea unei funcţionări sigure a instalaţiei analizate;
- stabilirea consumului absolut şi specific de putere şi energie activă şi reactivă pe barele de alimentare considerate (mai întîi pe barele de 0,4 kV şi apoi la 6 kV), atît pentru condiţii nominale de alimentare ($f = u = 1$), cît şi pentru alte valori ale nivelului u de tensiune şi/sau f de frecvenţă;
- evidenţierea pierderilor de putere şi energie electrică aferente instalaţiei de servicii proprii analizate, în diferite regimuri de funcţionare şi pentru diverse condiţii de calitate a alimentării cu energie electrică.

În forma sa actuală, programul poate fi utilizat doar pentru reţele de alimentare radială.

3. Premise care au stat la baza elaborării programului

Principalele premise care au stat la baza întocmirii acestui program sînt prezentate în continuare.

a. *Ecuaţiile de dependenţă a parametrilor* unui motor asincron (MAS) de nivelul frecvenţei (f) şi al tensiunii (u) de alimentare au fost deduse pentru regim staţionar, utilizînd datele de catalog ale MAS; statorul maşinii s-a considerat alimentat cu un sistem simetric trifazat de tensiuni şi funcţionînd într-un regim electromagnetic permanent sinusoidal [1, 2, 3].

b. *Cuplul rezistent* opus de maşina antrenată la arborele motorului a fost considerat sub forma [5]:

$$C_r / C_n = m_c + m_v (\frac{n}{n_n})^z$$

unde:

C_r este cuplul rezistent al maşinii antrenate de motor;

C_n - cuplul nominal al motorului electric;

n, n_n - turaţia motorului, dependentă de f şi u, respectiv, turaţia nominală a motorului electric, indicată în catalog;

m_c, m_v, z - coeficienţi care depind de caracteristicile maşinii antrenate, de regimul ei de exploatare etc.

c. *Domeniul de variaţie a variabilelor* u şi f a fost stabilit pe baza reglementărilor în vigoare şi pe baza experienţei de exploatare a sistemului energetic românesc, în perioada 1982 - 1992.

Într-o primă etapă, domeniul de variaţie a parametrului "nivel de tensiune" s-a considerat : $0,8 \leq u \leq 1,2$.

Domeniul de variaţie a parametrului "nivel de frecvenţă" s-a considerat: $0,94 \leq f \leq 1$.

d. ***Determinarea analitică a caracteristicilor energetice*** pentru un nod de consum aferent instalaţiei de servicii proprii presupune, în principal, cunoaşterea caracteristicilor statice de putere ale nodului în funcţie de f şi/sau u, precum şi a influenţei pe care o pot eventual exercita condiţiile de CEE asupra timpului de funcţionare a utilajelor alimentate din acel nod.

Din punctul de vedere al modului de funcţionare, receptoarele de servicii proprii pot fi:

- cu funcţionare continuă (T_f= 24 h/zi);
- cu funcţionare intermitentă (T_f < 24 h/zi);
- în rezervă (T_f = 0).

Pentru motoarele care funcţionează în flux continuu, cunoaşterea caracteristicilor de sarcină în funcţie de f şi/sau u este suficientă şi pentru determinarea caracteristicilor energetice ale grupului.

Pentru motoarele cu funcţionare intermediară, este posibilă obţinerea aceluiaşi efect util la arbore ca şi în condiţii nominale de alimentare cu energie electrică, întrucît la o variaţie a puterii utile în funcţie de parametrii f şi/sau u, este posibilă variaţia timpului de funcţionare a utilajului analizat cu aceiaşi parametri de CEE, astfel încît energia utilă la arborele motorului de antrenare să rămînă constantă.

e. *Pe baza rezultatelor obţinute* prin aplicarea programelor este posibilă trasarea unor curbe de variaţie a parametrilor motoarelor în funcţie de frecvenţă şi/sau tensiune, precum şi determinarea unor expresii analitice care să exprime dependenţa acestor parametrii de turaţie, de nivelul frecvenţei şi tensiunii de alimentare. Este, de asemenea, posibilă evidenţierea unor situaţii deosebite sub aspectul CEE, care pot conduce la *restricţii* privind anumite regimuri de funcţionare.

De regulă, relaţiile de dependenţă care se obţin pe cale teoretică au o formă analitică destul de complicată.

Pe un anumit domeniu de variaţie a frecvenţei şi/sau tensiunii *este însă posibilă ajustarea unor expresii de formă mai comodă pentru aplicaţii practice,* ai căror coeficienţi pot fi determinaţi de exemplu, prin metoda celor mai mici pătrate [5].

4. Structura programului

Programul este structurat pe mai multe etape de calcul.

În prima etapă, pentru fiecare post de transformare al instalaţiei de servicii proprii a blocului energetic analizat, care alimentează pe partea de joasă tensiune un grup de motoare asincrone de 0,4 kV, pe baza datelor de catalog ale fiecărui motor în parte, a informaţiilor privind caracteristica mecanică a utilajului antrenat şi regimul zilnic de funcţionare (continuu sau intermitent), se calculează , atît regimul de referinţă ($f = u = 1$) , cît şi pentru alte valori ale parametrilor u şi/sau f:

- cererea de putere şi energie electrică a fiecărui motor asincron de joasă tensiune din grupul considerat;
- pierderile de putere şi energie activă şi reactivă pe cablul său de alimentare de la barele secţiei de 0,4 kV;
- cererea de putere şi energie activă şi reactivă a fiecărui motor, inclusiv cablul său de alimentare, de la barele secţiei de 0,4 kV, precum şi energia absorbită de întreg grupul de motoare asincrone aflate în funcţiune pe secţia de bare respectivă.

Pe baza datelor obţinute, ca urmare a parcurgerii primei etape de çalcul, aplicînd metoda celor mai mici pătrate, se obţin caracteristicile de sarcină momentană şi cele energetice ale grupului de motoare, racordat pe partea de joasă tensiune a postului de transformare analizat, în funcţie de u şi/sau f.

De asemenea, sînt scoase în evidenţă eventuale situaţii restrictive în funcţionarea în comun a motoarelor cuplate în acelaşi nod energetic cum ar fi, de exemplu, scăderea tensiunii de alimentare sub o anumită limită, ceea ce - în cazul existenţei în grup a unor motoare foarte bine încărcate la arbore - duce la supraîncălzirea înfăşurărilor şi deci la creşterea uzurii .

În cea de a doua etapă a calculului, utilizînd caracteristicile de sarcină momentană $P(u)$ şi $Q(u)$ ale grupului de motoare aflat în funcţiune pe bare, se verifică condiţiile de pornire a celui mai mare motor din grup, obţinîndu-se de asemenea eventuale restricţii cu privire la limita inferioară de variaţie a tensiunii pe barele de 0,4 kV.

Cea de a treia etapă de calcul presupune stabilirea caracteristicilor de putere şi energie activă şi reactivă în funcţie de u şi/sau f pe partea de medie tensiune a posturilor de transformare care alimentează consumatori de servicii proprii, luîndu-se în considerare căderile de tensiune, precum şi pierderile de putere şi energie electrică aferente fiecărui cablu de medie tensiune şi transformator care alimentează instalaţia de servicii proprii analizată, în funcţie de tensiune şi frecvenţă.

În cea de a patra etapă a calculului, completarea datelor privind cererea de putere şi energie electrică pe barele de alimentare a serviciilor proprii (BA-6 kV), se face prin luarea în considerare a cererii motoarelor de 6 kV, cuplate direct la acest nod energetic. Pe baza datelor de catalog ale fiecărui motor în parte, a informaţiilor privind caracteristica mecanică a utilajului antrenat şi regimul zilnic de funcţionare (continuu sau intermitent) se calculează, atît pentru regimuri de referinţă ($f = u = 1$), cît şi pentru alte valori ale parametrilor u şi/sau f:

- cererea de putere şi energie electrică a fiecărui motor asincron de medie tensiune din grupul considerat;
- pierderile de putere şi energie activă şi reactivă pe cablul său de alimentare de la barele secţiei BA - 6 kV;
- cererea de putere şi energie activă şi reactivă a fiecărui motor, inclusiv cablul său de alimentare, de la barele secţiei BA - 6 kV, precum şi energia absorbită de întreg grupul de motoare asincrone aflate în funcţiune pe secţia de bare respectivă.

Pe baza datelor obţinute ca urmare a parcurgerii acestei etape de calcul, cumulate cu cele privitoare la consumul posturilor de transformare racordate la aceeaşi bară de 6 kV şi aplicînd metoda celor mai mici pătrate, se obţin caracteristicile de sarcină momentană, precum şi cele energetice ale instalaţiei de servicii proprii alimentată de blocul energetic la medie tensiune, în funcţie de u şi/sau f.

De asemenea, sînt scoase în evidenţă alte eventuale situaţii restrictive în funcţionarea în comun a motoarelor cuplate în acelaşi nod energetic, cum ar fi, de exemplu scăderea tensiunii pe barele BA - 6 kV sub o anumită limită. În cazul existenţei unor motoare foarte bine încărcate la arbore, această scădere a tensiunii poate duce la supraîncălzirea înfăşurărilor şi deci la creşterea uzurii motoarelor respective.

În continuare, utilizînd caracteristicile de sarcină momentană $P(u)$ şi $Q(u)$ ale grupului de

receptoare aflat în funcţiune pe barele BA - 6 kV, se verifică condiţiile de pornire pentru cel mai mare motor din grup, obţinîndu-se eventuale restricţii cu privire la limita inferioară de variaţie a tensiunii pe barele BA - 6 kV.

5. Studii de caz efectuate pentru testarea programului

Au fost analizate implicaţii ale modificării parametrilor CEE asupra instalaţiei de servicii proprii a unui bloc de 50 MW pe lignit, a cărei schemă principială este prezentată în figura 1.

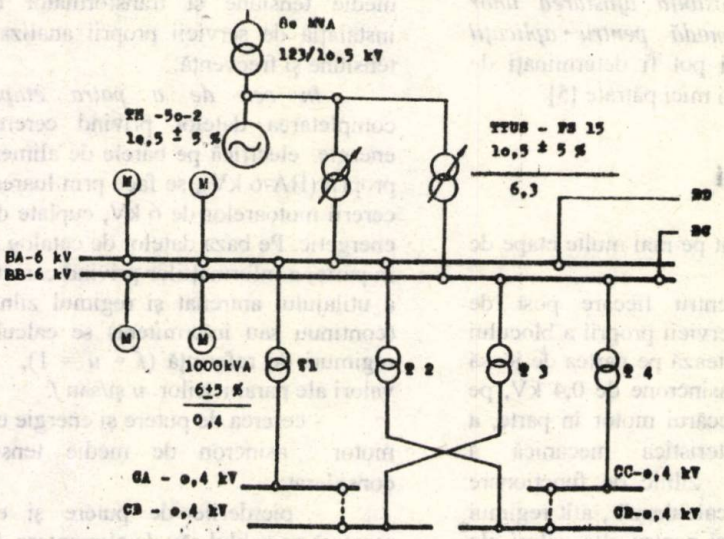


Fig.1 Schema principială a instalaţiei electrice aleasă pentru testarea programului

În timpul funcţionării centralei, repartizarea consumatorilor de servicii proprii pe cele două secţii de bare alimentate la 6 kV de blocul de 50 MW (notate cu BA şi BB) se face cît mai echilibrat sub aspectul cererii de putere, dar luînd în considerare şi gradul de siguranţă în funcţionare cerut de receptoarele respective. Astfel, receptoarele dublate sau instalate în număr mai mare de două, se alimentează de la secţii de bare diferite.

Programul întocmit permite analiza unor variate regimuri de exploatare ale instalaţiei de servicii proprii. Pentru exemplificare, în cele ce urmează sînt prezentate unele rezultate obţinute pentru nodul BA - 6 kV, în cazul în care bara BA alimentează:

- electropompa de alimentare cu apă (EPA) a cazanului (3800 kW, 3000 rot./min), luînd în considerare diferite valori ale sarcinii statice, exprimate în unităţi relative prin raportare la sarcina totală corespunzătoare regimului nominal de funcţionare a pompelor ($Hst_* = 0,7 \ldots 0,9$), respectiv, diferite grade de încărcare la arbore a motorului de antrenare, în regim de referinţă ($f = u = 1$), după cum se poate urmări în figurile anexate;

- una dintre electropompele de circulaţie (EPC) aferente turbinei (2 x 400 kW, 600 rot/min), în ipoteza existenţei sau absenţei turnului de răcire, deci cu $Hst_* \leq 0,85$, precum şi în diferite alte ipoteze privind diametrul rotorului pompei şi numărul pompelor care funcţionează în paralel;

- unul dintre ventilatoarele de aer ale cazanului (VA) în diferite ipoteze privind numărul şi turaţia ventilatoarelor care lucrează în paralel pe aceeaşi reţea (1000/500 kW, 1000/750 rot/min), precum şi în diverse ipoteze de reglare a debitului prin ventilele de aspiraţie;

- unul dintre ventilatoarele de gaze ale cazanului (VG) în diferite ipoteze privind numărul şi turaţia ventilatoarelor care lucrează în paralel pe aceeaşi reţea (800/400 kW, 750/600 rot/min), precum şi în diferite ipoteze privind unghiul de înclinare a paletelor rotorice;

- trei dintre morile de cărbune tip ventilator (10000 kW, 1000 rot/min.), care lucrează în diverse ipoteze privind gradul (b) de umplere a morii;

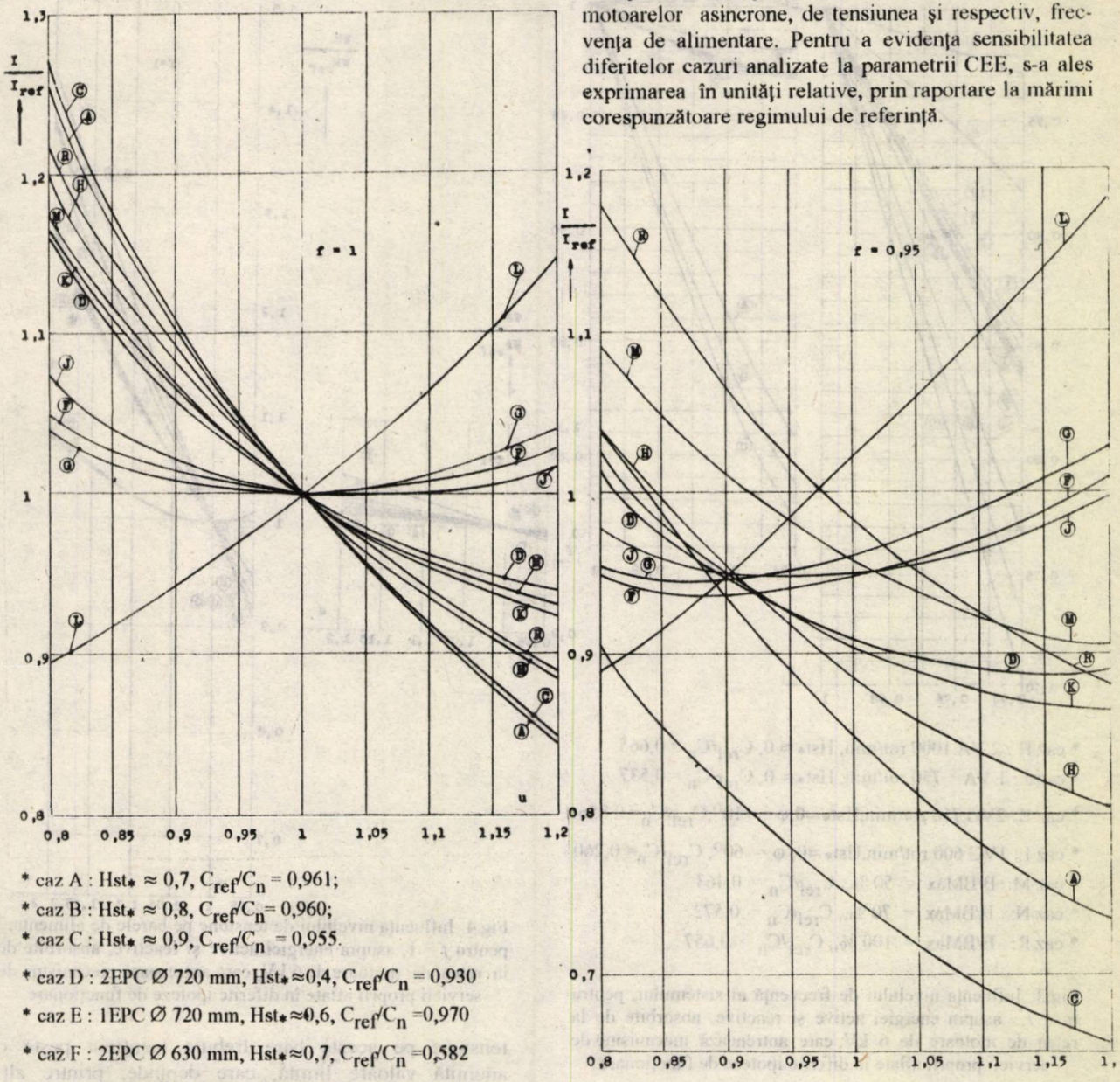
- posturile de transformare T1 şi T2 (1000 kVA, 6/0,4 kV), în diferite ipoteze privind gradul de încărcare a transformatoarelor:

* caz 1 : T1 alimentează conturul CA - 0,4 kV;* caz 2 : T2 alimentează conturul CD - 0,4 kV; * caz 3 : T1 alimentează conturul CA + CB, în cazul indisponibilităţii lui T3;
* caz 4 : T2 alimentează conturul CB + CD: consumatorii secţiei CD - 0,4 kV, precum şi consumatorii cu dublă alimentare ai secţiei CB, datorită indisponibilităţii acesteia;
* caz 5 : T1 alimentează conturul CA + CC: consumatorii secţiei CA - 0,4 kV, precum şi consumatorii cu dublă alimentare ai secţiei CC, datorită indisponibilităţii acesteia;
* caz 6 : T2 alimentează conturul CA + CD, în cazul indisponibilităţii lui T4.

6. Rezultate obţinute

Pe baza rezultatelor obţinute prin aplicarea programului este posibilă trasarea unor curbe de variaţie a parametrilor motoarelor în funcţie de frecvenţă şi/sau tensiune, precum şi determinarea unor deosebite sub aspectul calităţii energiei electrice, care pot conduce la restricţii privind anumite regimuri de funcţionare.

Pentru unele ipoteze prezentate în paragraful anterior privind funcţionarea motoarelor de 6 kV şi a posturilor de transformare T1 şi T2, în figurile 2 - 5 este prezentată dependenţa unor mărimi caracteristice motoarelor asincrone, de tensiunea şi respectiv, frecvenţa de alimentare. Pentru a evidenţia sensibilitatea diferitelor cazuri analizate la parametrii CEE, s-a ales exprimarea în unităţi relative, prin raportare la mărimi corespunzătoare regimului de referinţă.



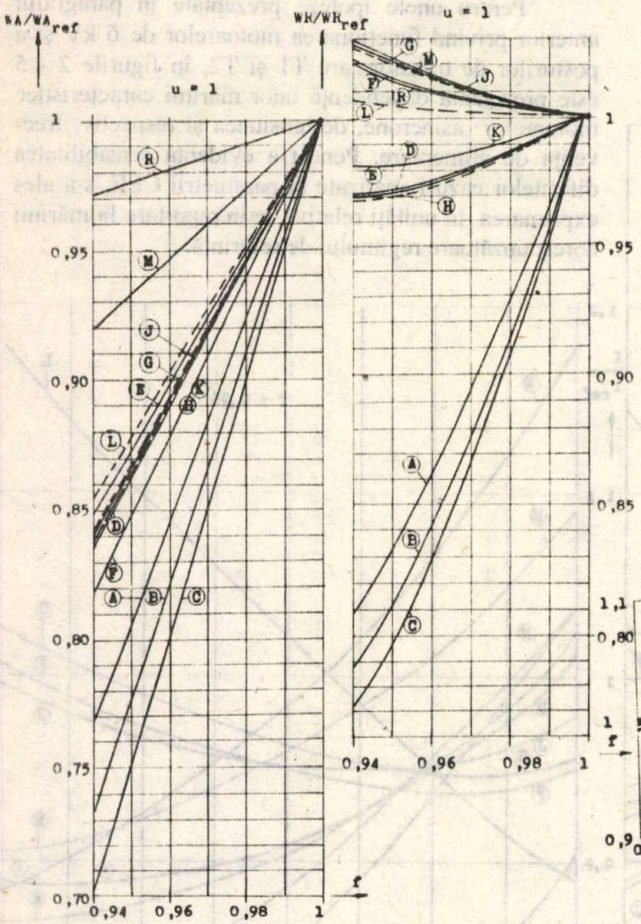
* caz A : $Hst_* \approx 0,7$, $C_{ref}/C_n = 0,961$;
* caz B : $Hst_* \approx 0,8$, $C_{ref}/C_n = 0,960$;
* caz C : $Hst_* \approx 0,9$, $C_{ref}/C_n = 0,955$.
* caz D : 2EPC Ø 720 mm, $Hst_* \approx 0,4$, $C_{ref}/C_n = 0,930$
* caz E : 1EPC Ø 720 mm, $Hst_* \approx 0,6$, $C_{ref}/C_n = 0,970$
* caz F : 2EPC Ø 630 mm, $Hst_* \approx 0,7$, $C_{ref}/C_n = 0,582$
* caz G : 1EPC Ø 630 mm, $Hst_* \approx 0,8$, $C_{ref}/C_n = 0,549$

Fig.2.a. şi 2.b. Influenţa nivelului de tensiune şi frecvenţă asupra curentului statoric absorbit de la reţea de motoare de 6 kV, care antrenează mecanisme de servicii proprii aflate în diferite ipoteze de funcţionare.

expresii analitice, care să exprime dependenţa acestor parametri de nivelul frecvenţei şi, respectiv, al tensiunii de alimentare. Este, de asemenea, posibilă evidenţierea unor situaţii

Limitele între care poate varia nivelul tensiunii de alimentare pe barele de 6 kV depind, desigur, de posibilităţile de reglaj al tensiunii existente în centrală, dar şi de unele restricţii pe care le poate impune

funcţionarea în comun a mai multor receptoare cuplate în acelaşi nod energetic.



* caz H : 2 VA 1000 rot/min, Hst* ≈ 0, C_{ref}/C_n = 0,665
* caz J : 1 VA 750 rot/min, Hst* ≈ 0, C_{ref}/C_n = 0,537
* caz K: 2VG 750 rot/min,Hst* ≈0,φ = +10°,C_{ref}/C_n= 0,856
* caz L: 1VG 600 rot/min,Hst* ≈0, φ = -60°, C_{ref}/C_n= 0,260
* caz M: B/BMax = 50 %,, C_{ref}/C_n = 0,463
* caz N: B/BMax = 70 %,, C_{ref}/C_n = 0,572
* caz R: B/BMax = 100 %,, C_{ref}/C_n = 0,657

Fig.3. Influenţa nivelului de frecvenţă al sistemului, pentru $u = 1$, asupra energiei active şi reactive, absorbite de la reţea de motoare de 6 kV, care antrenează mecanisme de servicii proprii aflate în diferite ipoteze de funcţionare.

Trebuie remarcat faptul că în anumite cazuri, mai ales pentru motoarele foarte bine încărcate la arbore, domeniul de variaţie a tensiunii pe bare a fost limitat inferior, deoarece scăderea tensiunii de alimentare a motorului sub această limită conduce la creşteri inacceptabile ale curentului statoric peste valoarea sa nominală şi deci la creşterea uzurii motorului. Astfel, după cum a rezultat din calcule, domeniul de variaţie a tensiunii în cazurile studiate trebuie limitat într-o primă etapă, în felul următor:
* cazul A: u>0,9:* cazul B: u > 0,95: *cazul C: u >0,9;
* cazul D: u> 0,9:* cazul E:u > 0,95: *cazul K: u >0,9;

Pe de altă parte , din considerente de menţinere a unui nivel de tensiune acceptabil pe barele BA - 6 kV la pornirea motorului de antrenare EPA, nivelul de

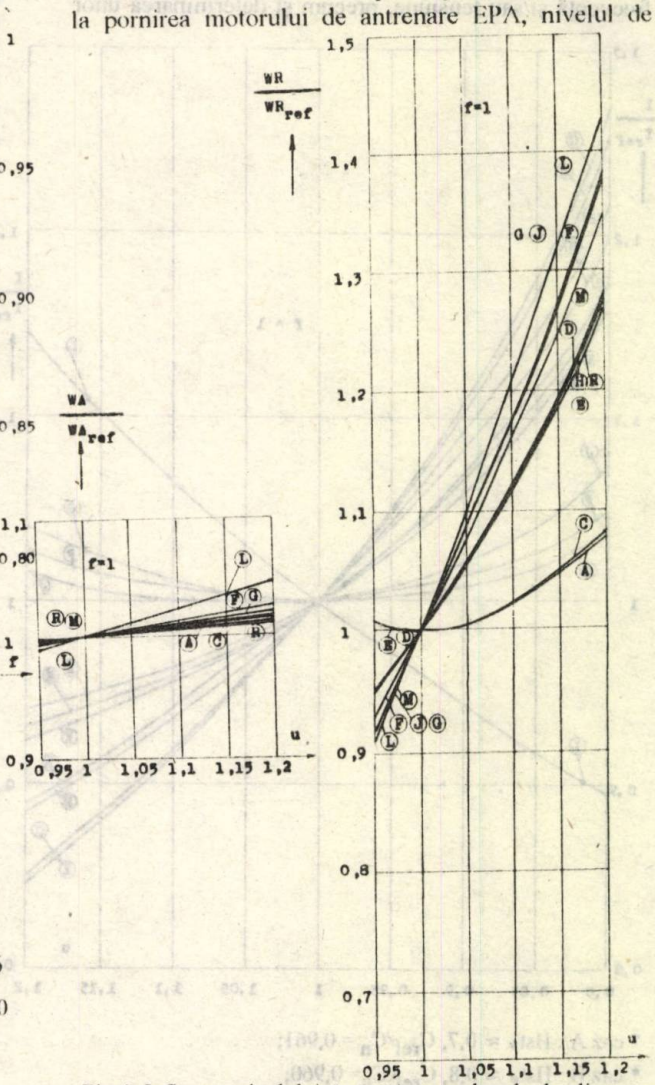


Fig.4. Influenţa nivelului de tensiune pe barele de alimentare pentru $f = 1$, asupra energiei active şi reactive, absorbite de la reţea de motoare de 6 kV, care antrenează mecanisme de servicii proprii aflate în diferite ipoteze de funcţionare.

tensiune pe aceste bare trebuie menţinut peste o anumită valoare limită, care depinde, printre alţi factori, de caracteristicile reţelei electrice de alimentare, respectiv de valoarea puterii de scurtcircuit pe bare, după cum urmează:

S_{SC} [MVA] :	200;	175:	150
$u_{BA\,min}$:	0,97;	1;	1,04

Relaţiile de dependenţă ale caracteristicilor energetice în funcţie de f şi u, care se obţin pe cale teoretică, au o formă analitică destul de complicată.

Pe un anumit domeniu de variaţie a frecvenţei şi/sau tensiunii este însă posibilă ajustarea unor expresii de formă mai comodă pentru aplicaţii practice, ai căror coeficienţi pot fi determinaţi, de exemplu, prin metoda celor mai mici pătrate [5].

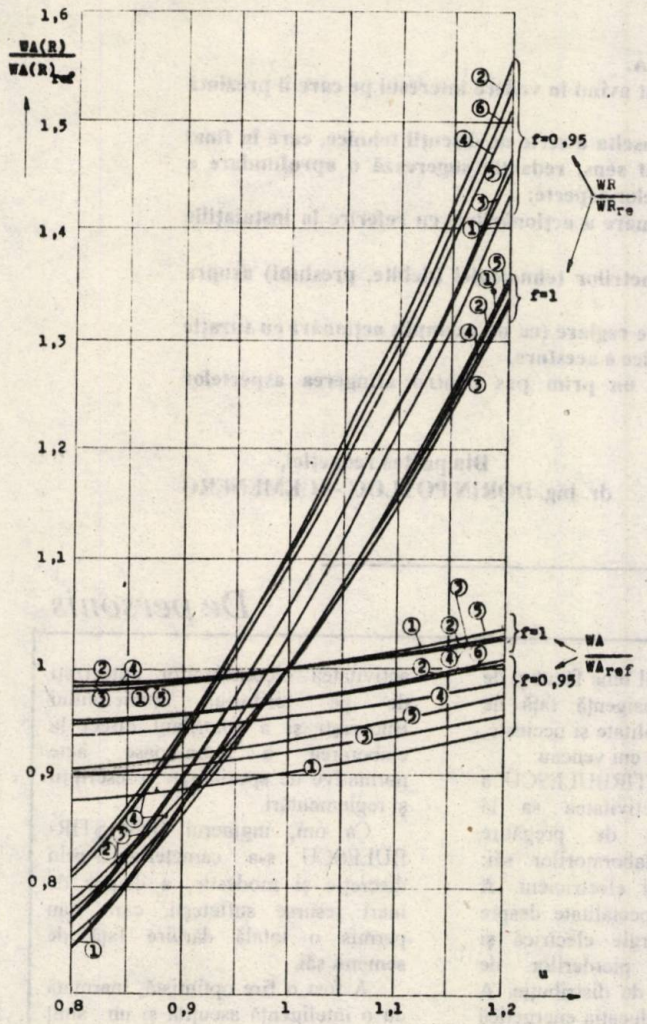


Fig.5. Influenţa nivelului de tensiune şi frecvenţă asupra energiei active şi reactive, absorbite de la reţea de motoare de 0,4 kV care antrenează mecanisme de servicii proprii, în diferite ipoteze de funcţionare a posturilor de transformare T1 şi T2.

Exemplu. În cele ce urmează sînt prezentate unele rezultate obţinute pentru nodul BD - 6 kV, în cazul în care bara BA alimentează.

a - 1 EPA (caz C), 1 EPC (caz E), 1 VA (caz I), 1 VG (caz K), 3 mori (caz R), T1 (caz 1), T2 (caz 4), ponderea consumului mediu al posturilor T1 şi T2 este de circa 6 % din totalul consumului mediu zilnic al barelor BA;

b - 1 EPA (caz C), 1 EPC (caz D), 1 VA (caz J), 1 VG (caz L), 3 mori (caz M), T1 (caz 1), T2 (caz 2), ponderea consumului mediu al posturilor T1 şi T2 este de circa 5 % din totalul consumului mediu zilnic al barelor BA;

c - 1 EPA (caz A), 1 EPC (caz G), 1 VA (caz J), 1 VG (caz L), 3 mori (caz M), T1 (caz 1), T2 (caz 2), ponderea consumului mediu al posturilor T1 şi T2 este de circa 5 % din totalul consumului mediu zilnic al barelor BA.

Pentru domeniile de variaţie a nivelului de tensiune şi respectiv, de frecvenţă considerate în calcule, caracteristicile energetice, corespunzătoare consumului zilnic de energie electrică pe barele BA - 6 kV de alimentare a serviciilor proprii de bloc, pot fi exprimate (în unităţi relative) astfel:

* Caz a:

$$WA/WA_{ref} = f^{3,28} \cdot u^{0,08},$$

$$WR/WR_{ref} = f^{1,10} \cdot u^{1,12},$$

* Caz b:

$$WA/WA_{ref} = f^{3,93} \cdot u^{0,10},$$

$$WR/WR_{ref} = f^{1,11} \cdot u^{1,26}$$

* Caz c:

$$WA/WA_{ref} = f^{3,18} \cdot u^{0,09},$$

$$WR/WR_{ref} = f^{0,75} \cdot u^{1,24}$$

7. Domenii de utilizare a programului

Programul poate fi utilixat încă din faze de proiectare şi/sau exploatare a oricărei instalaţii de alimentare cu energie electrică a acţionărilor cu motoare asincrone, în vederea optimizării funcţionării acestor instalaţii, prin :

- stabilirea şi analiza unor indicatori de consum energetic ai instalaţiei analizate, atît pentru condiţii nominale de alimentare, cît şi pentru valori ale nivelului de frecvenţă şi/sau tensiune diferite de cele nominale;
- stabilirea şi fundamentarea unor măsuri de creştere a randamentelor energetice;
- creşterea siguranţei în funcţionare a instalaţiilor;
- modelarea caracteristicilor de sarcină şi/sau energetice ale nodului de consum considerat în funcţie de parametri CEE, precum şi formularea matematică a eventualelor restricţii, în vederea alegerii unui nivel optim al tensiunii de alimentare, în condiţiile unui nivel de frecvenţă impus de sistem.

BIBLIOGRAFIE

[1] Iordache, M. *Implicaţii tehnico-economice ale calităţii energiei electrice.* Teză de doctorat. IPB, iunie 1987.

[2] Iordache, M. *Exprimarea caracteristicilor energetice în funcţie de tensiune şi/sau frecvenţă pentru o sarcină electrică constituită exclusiv din motoare asincrone de uz general.* In: Energetica, nr.4, B, 1991

[3] Potlog, D.M., Mihăileanu, C. *Acţionări electrice industriale cu motoare asincrone.* Editura Tehnică, Bucureşti, 1989

[4] PE 113. *Normativ pentru proiectarea instalaţiilor electrice de servicii proprii de curent alternativ ale centralelor termoelectrice şi de termoficare.*

[5] Iordache, M. *Caractéristiques d'exploitation pour les machines centrifuges en fonction de la qualité de l'énergie électrique.* În: Buletinul IPB, seria Inginerie electrică, Vol. LIII, 1991.

(Primit la 27 aprilie 1993, acceptat la 27 decembrie 1993)

NOTĂ.

Publicarea articolului de mai sus s-a făcut avînd în vedere interesul pe care îl prezintă subiectul tratat în contextul energeticii actuale.

Desigur că problematica expusă poate suscita o serie de discuţii tehnice, care în final să conducă la o privire de ansamblu. În acest sens, redacţia sugerează o aprofundare a preocupărilor, în vederea tratării şi a următoarelor aspecte:

- analiza regimurilor curente de funcţionare a acţionărilor, cu referire la instalaţiile din centrale şi staţii;

- influenţa reglajelor actuale ale parametrilor tehnologici (debite, presiuni) asupra funcţionării acţionărilor analizate;

- eventuala introducere de noi metode de reglare (ca de exemplu acţionări cu turaţie variabilă) cu estimarea eficienţei energoeconomice a acestora.

Considerăm că prezentul articol este un prim pas pentru atingerea aspectelor menţionate şi apreciem aportul autorului.

Din partea redacţiei,
dr. ing. DORIN POTLOG - ICEMENERG

De personis

ION ŞTIRBULESCU
1926 - 1994

A dispărut pentru totdeauna dintre noi inginerul ION ŞTIRBULESCU, una din personalităţile ingineriei energetice româneşti de după război.

S-a născut la 6 martie 1926 într-o familie a cărei vechime era atestată de un înscris domnesc purtînd sigiliul voievodului Constantin Mavrocordat. A urmat cursurile liceului B.P.Haşdeu din Buzău, şcoală de prestigiu, care a dat mari personalităţi, cum este George Emil Palade. Şi-a continuat studiile la Politehnica din Bucureşti, într-o perioadă plină de schimbări şi frămîntări politice, care i-au afectat serios existenţa de mai tîrziu.

După absolvire, din anul 1950 a lucrat numai în domeniul distribuţiei energiei electrice pentru oraşul Bucureşti, fiind angrenat în activitatea de furnizare şi utilizare a energiei electrice.

A muncit peste 40 de ani cu o pasiune şi o dăruire admirabile. În toată activitatea sa a dat dovadă de multă seriozitate, de exigenţă faţă de sine şi faţă de colaboratorii săi, de respect faţă de lucrul bine făcut şi de severitate şi intransigenţă faţă de nepăsare, superficialitate şi necinste, indiferent din partea cui veneau.

Inginerul ION ŞTIRBULESCU a contribuit prin activitatea sa la creşterea gradului de pregătire profesională a colaboratorilor săi: ingineri, maiştri şi electricieni. A publicat cărţi de speoialitate despre contoarele de energie electrică şi despre controlul pierderilor de energie în reţelele de distribuţie. A fost preocupat de educaţia energetică a marelui public, publicînd cărţi referitoare la utilizarea energiei electrice în gospodărie.

A colaborat activ cu Editura Tehnică, asigurînd controlul ştiinţific al unor valoroase lucrări de specialitate.

A sprijinit presa de informaţie pentru reflectarea corectă a aspectelor energetice şi pentru promovarea celor mai eficiente soluţii privind utilizarea energiei. A elaborat un mare număr de articole pentru revistele de specialitate şi de comunicări ştiinţifice pentru diversele manifestări.

Timp de mai bine de 30 ani, inginerul ION ŞTIRBULESCU a coordonat cu competenţă şi pasiune activitatea electricienilor autorizaţi de pe teritoriul municipiului Bucureşti şi a contribuit direct la elaborarea a numeroase acte normative de specialitate, prescripţii şi reglementări.

Ca om, inginerul ION ŞTIRBULESCU s-a caracterizat prin discreţie şi modestie, a dispus de mari resurse sufleteşti, care i-au permis o totală dăruire faţă de semenii săi.

A fost o fire optimistă, înarmată cu o inteligenţă ascuţită şi un simţ fin al umorului.

Intelectual de mare cultură şi rafinament, ION ŞTIRBULESCU a lăsat un impresionant număr de poezii, în principal rondeluri şi sonete. O parte din aceste poezii au fost publicate în reviste literare de prestigiu: România literară şi Orizont. A rămas în manuscris o carte cu amintiri din îndelungata sa activitate de inginer energetic. Publicarea acestei lucrări va completa fericit registrul produselor intelectuale rămase de la această conştiinţă creatoare a societăţii româneşti contemporane.

Pentru toţi cei ce l-au cunoscut, lumea a devenit brusc mai pustie.

ing. INDRE GHEORGHE

STRUCTURE OPTIMALE DU SCHÉMA D'EXPLOITATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE DISTRIBUTION

RACHID CHERKAOUI · ALAIN J. GERMOND

Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
Laboratoire de Réseaux d'Energie Electrique
CH 1015 Lausanne - Suisse

Dl. Alain Germond este deja un colaborator cunoscut al revistei Energetica (vezi nr.6 noiembrie -decembrie 1993).

Profesor la Şcoala Politehnică Federală din Lausanne (Elveţia), este preşedintele grupei de lucru nr.38.06 CIGRE, care se ocupă cu aplicaţiile sistemelor expert în sistemele electroenergetice.

Articolul de faţă prezintă un alt aspect al aplicaţiilor computerizării în rezolvarea problemelor de optimizare a reţelelor de distribuţie a energiei electrice.

Sîntem onoraţi să prezentăm în paginile revistei noastre rezultatele obţinute în această privinţă de şcoala de la Lausanne.

Redactor-şef,
dr.ing. EUGENIU PAVEL

Reţelele de distribuţie sînt exploatate după o configuraţie radială. Însă structura lor de bază comportă în general bucle. Astfel, se pot configura mai multe scheme de exploatare posibile pentru transportul energiei electrice la consumatori. Siguranţa, fiabilitatea şi economicitatea sînt trei aspecte legate de exploatarea optimă a acestor reţele. Astfel, principalele obiective ale unităţilor care exploatează acest tip de reţea sînt următoarele:

- *minimizarea nivelului sarcinii liniilor şi cablurilor;*
- *minimizarea căderilor de tensiune;*
- *minimizarea pierderilor de energie;*
- *reducerea duratelor de întrerupere a alimentării consumatorilor;*
- *minimizarea numărului de manevre.*

Creşterea anuală a consumului, precum şi dificultăţile inerente extinderii acestor reţele dăunează tot mai mult imperativelor exploatării. Astfel, asistăm tot mai des la o automatizare a exploatării acestor reţele datorită introducerii teleinformaticii. Ţinînd seama de această inovaţie, Laboratorul de Sisteme Electroenergetice de la Şcoala Politehnică Federală din Lausanne şi-a propus să dezvolte o serie de programe de calcul care să răspundă cît mai bine obiectivelor de mai sus . Un prim algoritm, bazat pe o metodă euristică, a fost deja codificat şi implementat pe un calculator de tip staţie APOLLO (DN 3000). Acesta permite determinarea, pe baza unei scheme de exploatare radiale oarecare, a celei mai bune scheme în funcţie de unul sau altul din primele trei obiective menţionate mai sus. În plus, la un defect pe linie sau în cablu, acest algoritm propune o schemă de exploatare de rezervă care poate satisface criteriile nivelului de sarcină. Rezultatele sînt afişate grafic pe un ecran cu rezoluţie înaltă.

The distribution networks are operated according to a radial configuration. But, their basic structure generally requires loops. Therefore, more operating diagrams availables for the electric energy distribution to the consumers, can be laid out.

Safety, reliability and efficiency are three aspects related to the optimum operation of these networks. Therefore, the main objectives of the units using this type of network, are the following:

- *minimizing the level of the lines and cables load;*
- *minimizing the voltage drops;*
- *minimizing the number of handlings;*
- *reducing the periods of the consumers' supply shut-down;*
- *minimizing the energy losses.*

The annual consumption increase as well as the difficulties inherent to the extension of these network are more and more harmful to the operation imperatives. Therefore, the operation of these networks are more and more automated, due to the teleprocessing implementation. Taking into consideration this innovation, the Power Systems Laboratory within the Federal Polytechnical School in Lausanne intends to develop several computation programmes meeting the above mentioned objectives with best results.

The first algorithms based on an euristical method has been already coded and implemented on an APOLLO station type computer (DN 3000). This allows the determination, according to a certain radial operating diagram, of the best diagram in compliance with one or other of the first objectives, mentioned above. Additionally, in case of a failure on the line or in the cable, this algorithm has a reserve operating diagram which can meet the criteria of the load level. The results are graphically displayed on a display with high resolution.

Descriptori: rețele electrice de distribuție, optimizări

1. Introduction

Les réseaux électriques de distribution constituent les derniers maillons de la chaîne traversée par l'énergie électrique requise par les consommateurs. Par rapport aux réseaux électriques de transport et de répartition qui les alimentent, ils sont plus denses et sont le siège de tensions plus faibles (5 á 10 kV) et de courants relativement plus élevés. Leur structure de base est constituée de lignes et de câbles formant généralement des boucles de telle sorte que plusieurs chemins sont à priori possibles pour véhiculer l'énergie électrique vers chaque abonné. Par contre leur schéma d'exploitation en régime est arborescent (fig.1) c'est-à-dire que chaque abonné est alimenté par un chemin unique depuis la source. Cette particularité semble compromettre la continuité du service en cas de défaillance, par contre elle permet de mieux maîtriser les flux d'énergie applés et de restreindre les conséquences dues aux défaillances à des zones locales. En effect, au vu de la densité de ce type de réseau, la probabilité de défaillance est plus élevée que pour des réseaux de tension plus élevée (perturbations de nature climatique, perturbations dues aux charges des abonnés ...).

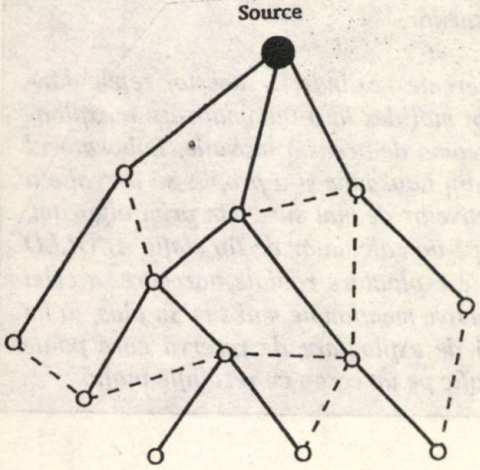


Fig.1.

2. Objectifs de l'exploitation des réseaux de distribution

L'exploitation gère les différents régimes de fonctionnement d'un réseau électrique a savoir le régime normal, critique ou défaillant.

En régime normal, tous les ouvrages du réseau fonctionnent dans leurs limites d'utilisation asmissibles. Dans ce cas, les exploitants s'intéressent soit à réduire les coûts d'exploitation soit à augmenter la marge de sécurité du réseau en effectuant des manoeuvres préventives contre les régimes critiques. Ces deux aspects conduisent a déterminer des schémas d'exploitation optimaux de façon à minimiser les pertes respectivement à équilibrer les niveaux de charge (I/Imax ou S/Smax) des ouvrages en service et/ou à minimiser les écarts de tension aux points de consommation par rapport a leurs valeurs nominales.

En régime critique, le réseau est le siège de certains courants et/ou certaines tensions voisines ou

au delà des limites admissibles. Dans ce cas, l'objectif des exploitants est de ramener la marge de sécurité du réseau dans des limites spécifiées. Cette opération se traduit par la détermination de schémas d'exploitation de façon à réduire, voire minimiser, le plus grand facteur de charge (I/Imax) et/ou le plus grand écart de tension. En général, l'obtention d'un optimum n'est pas indispensable.

Le régime défaillant est caractérisé par le fait qu'il y a interruption de l'alimentation en énergie en un on plusieurs points du réseau. Du fait de la structure arborescente du schéma d'exploitation des réseaux de distribution, ce régime est atteint dès qu'une seule liaison (ligne ou câble) tombe en panne.

Dans cette situation, l'impératif des exploitants est d'essayer de faire transiter, dans les plus brefs délais, l'état du réseau du régime défaillant vers un régime de secours où tous les consommateurs sont alimentés et où toutes les contraintes d'exploitation sont satisfaites. Cette opération consiste à déterminer un schéma d'exploitation de secours réalisable de telle sort que la charge non desservie soit minimale ou que l'énergie non délivrée et le temps d'interruption de service soient minimaux.

Les contraintes associées aux problemes d'optimisation précités sont liées à la continuité du service, à la sécurité d'exploitation et à la structure topologique du schéma d'exploitation du réseau. Elles se traduisent respectivement par:

- le respect du premier lemme de Kirchhoff (courant) en chaque point de consommation,
- le respect des limites maximales admissibles des courants dans les liaisons et des écarts de tension aux extrémités de celles-ci, et
- la conservation de la structure radiale du schéma d'exploitation.

3. Solution proposée en vue d'une exploitation optimale d'un réseau électrique de distribution

Pour un réseau de distribution donné, il devient de plus en plus difficile de respecter les objectifs précités face à l'augmentation annuelle de la puissance de pointe circulant dans ce réseau et les difficultés d'étendre le réseau au rythme nécessité par l'évolution de la puissance distribuée. Jusqu'a nos jours, seules les modifications manuelles de la topologie à savoir les ripages de charges et, dans les cas extremes, les délestages de chareges sont utilisés afin d'assurer une sécurité d'exploitation suffisante. Toutefois, pour éviter le recours au délestage de charges, les exploitants procèdent à des renforcements du réseau au niveau des régions les plus touchées. On constate finalement que tous ces moyens d'action, effectués selon l'expérience, ne garantissent pas toujours une fiabilité d'alimentation maximale et ne permettent pas une gestion économique optimale du réseau. Cette dernière consisterait, par exemple, à retarder les investissements tout en maintenant un niveau de sécurité donné ou à exploiter le réseau avec le moins de pertes d'énergie possible (les pertes d'énergie étant proportionnelles au carré du courant). A présent, on commènce peu à peu à assister à une automatisation de ce type de réseau grâce a l'introduction de la téléinformatique. En effet, l'installation d'un réseau de communication entre automates en parallele avec le réseau énergétique et géré par un ordinateur de type PC, par exemple, permet un contrôle plus rapide des différents ouvrages du réseau et les interventions en cas de difficultés deviennent de plus en plus brèves.

Ainsi, compte tenu de cette innovation, notre laboratoire se propose de développer des logiciels d'aide à la gestion de réseaux électriques de distribution. Ces logiciels, cohabitants avec ceux de l'exploitation en temps réel, auront pour but, dans le cadre des études de planification, de fournir des schémas d'exploitation optimaux selon les objectif précités et de fournir une aide à la prise de décision en cas de défaillance.

4. Méthode d'optimisation proposée

La formulation mathématique des problèmes d'optimisation décrits précédemment montre qu'il sont très difficiles à résoudre. En effet, il s'agit de problemès intégrant, dans la cas général, non seulement des variables continues mais aussi des variables bivalentes (0 ou 1). Chaque variable bivalente exprime la mise en ou hors service d'une liaison (lignes/câble.) De plus, il est difficile d'exprimer mathématiquement les contraintes liées a la conservation de l'arborescence du schéma d'exploitation du réseau.

A ce jour, nous ne connaissons pas d'algorithmes mathématiques capables de résoudre ces problèmes d'optimisation de façon efficace tant du point de vue de la qualité des résultats que du point de vue des performances.

La recherche actuelle consiste à résoudre ces problèmes par des approches de type heuristique. Ces approches garantissent généralement des résultats optimaux de façon locale et non globale. Pourtant, elles pourraient s'avérer suffisantes du fait de l'aspect aléatoire des charge dans un réseau tant du point de vue de leurs amplitudes que du point de vue de leurs variations dans le temps.

La méthode d'optimisation proposée est basée sur l'approche combinatoire heuristique [1, 2, 3]. Elle se distingue par une opération qui consiste a générer, à partir d'une configuration arborescente initiale, de nouvelles configurations de même type en y ajoutant

ajoutant successivement des liaisons initialement hors service et en y retirant, pour chacune d'elles, tour à tour les liaisons de la boucle ainsi formée. Cette operation est intégrée dans un processus par étape. A chaque étape, on choisit, comme structure arborescente de départ (initiale), la meilleure trouvée (ex: selon critère des pertes) à l'issue de l'étape précédente. Le processus s'achève lorsqu'au cours d'une étape donnée, il n'a pas été possible d'améliorer la configuration initiale correspondante.

Cette méthode d'optimisation convient tout particulièrement pour l'exploitation en temps réel des réseaux de distribution. Cependant, elle peut aussi être adaptée pour les études de planification [4]. Au sujet des régimes critiques et défaillants des réseaux de distribution, cette méthode peut s'appliquer de manière locale autour des zones perturbées [5]. Cela permet de réduire sensiblement les temps de calcul même si la recherche d'un optimum devient quelque peu compromise.

5. Objectifs du logiciel STROPT (structure optimale)

Le logiciel STROPT (prototype) traduisant la méthode d'optimisation précitée. permet, pour un réseau de distribution donné, de déterminer:

- en régime normal, des schémas arborescents optimaux selon l'un ou l'autre des critères de minimisation suivants:
  - pertes d'énergie ou
  - charges dans lignes ou câbles ou
  - chutes de tension dans les sous-stations;
- en régime perturbé, des schémas d'exploitation arborescents de secours qui respectent au mieux les courants admissibles dans les lignes et les cables.

Ce logiciel a été développé et installé sur un ordinateur de type station APOLLO (DN 3000) doté d'un écran graphique a haute résolution. Le langage de pogrammation utilisé est le PASCAL.

6. Description du logiciel STROPT

Le logiciel STROPT s'articule autour d'un interface homme/machine de type graphique utilisant essentiellement la souris et l'écran de la station APOLLO comme outils de dialogue. Les différentes séquences de ce logiciel sont gérées à l'aide d'un menu affiché à l'écran. Chacune d'elles fait l'objet d'une option de ce menu et peu être activée à l'aide de la souris.

Option "*Critères*": Cette option permet de sélectionner à l'aide de la souris le critère d'optimisation désiré :

- minimisation des pertes d'énergie,
- minimisation du niveau de charge dans les lignes et les câbles,
- minimisation des chutes de tension dans les sous-stations.

Option "*Optimis*": A partir du schéma d'exploitation en cours, cette option permet d'effectuer, selon le critère spécifié, la recherche du schéma d'exploitation optimale du réseau de distribution étudié. Les résultats des différentes phases de cette optimisation sont affichés sur l'écran sous forme de représentation graphique du réseau. Celle-ci est constituée des noeuds électriques (sous-stations), des lignes et des câbles du réseau. Différentes couleurs sont attribuées aux lignes et aux câble selon leur niveau de charge respectif. Un câble (ou une ligne) hors service est identifié(e) par une liaison en pointillés.

Option "*Init.*": Cette option réalise la même opération que celle qui se déroule au début de la session de travail. Elle initialise tous les paramètres et variables requis par le logiciel et, conformément aux informations contenues dans le fichier des données, affiche graphiquement la schéma d'exploitation initial du réseau étudié.

Option "*Exit*": Cette option permet de quitter le logiciel STROPT et de revenir au système d'exploitation de l'ordinateur. A la suite de cette opération, l'opérateur peut visualiser à l'écran ou imprimer les résultats numériques qui sont, au fur et à mesure, mémorisés sur disque et qui sont issus des différentes séquences qu'il aura sollicitées pendant sa session de travail. Cette possibilité permet à l'opérateur

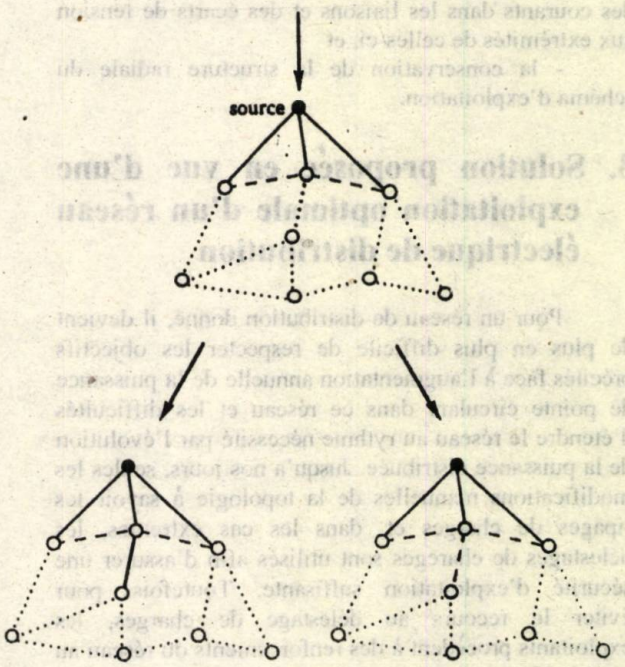


Fig.2.a. Methode "constructive"
------- : en service; - - - - : hors service; ..... : indéfinie

non seulement de disposer d'un récapitulatif décrivant la succession de cets différentes séquences mais aussi de conserver des résultats importants.

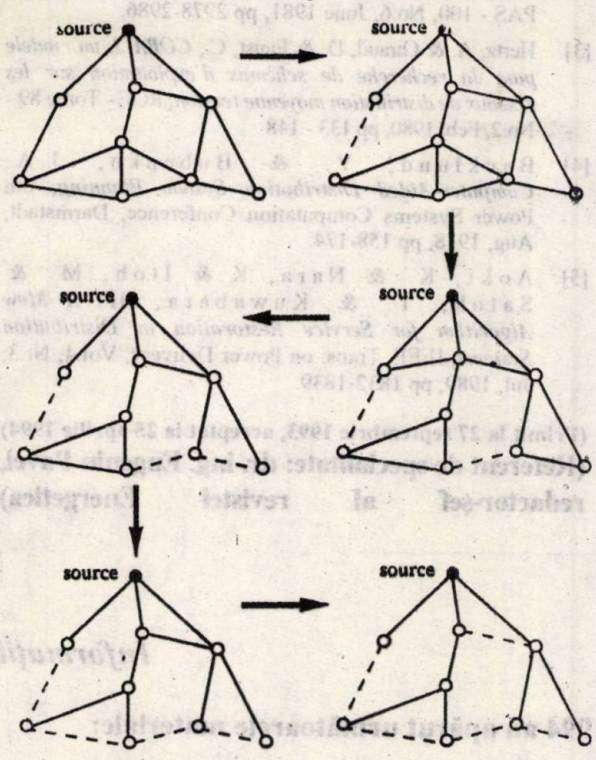


Fig.2.b. Méthode "déstructive"

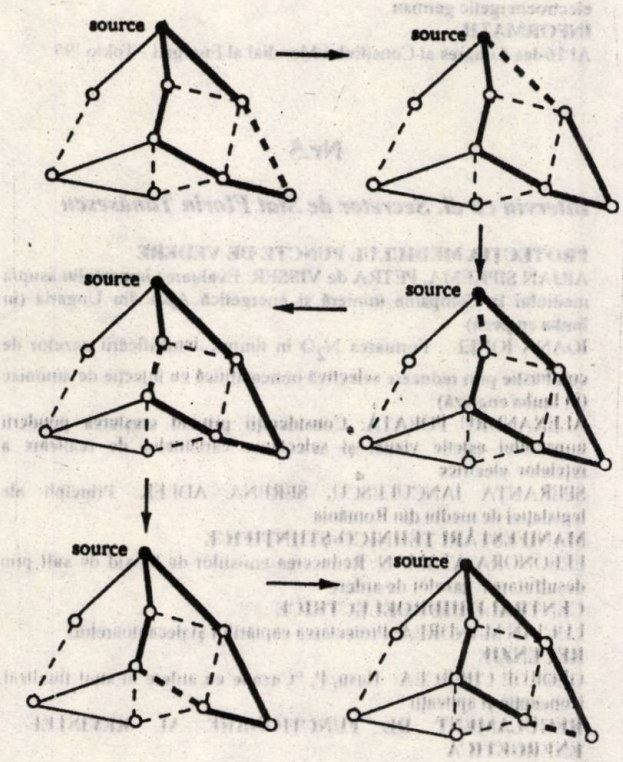


Fig.2.c. Méthode "permutation de branches"

Lorsque toutes les options sont inactives, l'opérateur peut, à l'aide de la souris, visualiser les informations relatives à un noeud électrique (tension calculée, puissances active et réactive consommées, ...) une ligne ou un câble (courant calculé, courant maximum admissible, ..). Pour cela, il lui suffit de cliquer l'élément désiré sur la reprénsentation graphique du réseau.

Pour simuler la défaillance d'une ligne ou d'un câble, l'opérateur doit cliquer cet élément et spécifier sa mise hors service. Après cette opération, le logiciel propose automatiquement et rapidement une configuration d'exploitation de secours qui respecte la condition d'arborescence et au mieux les courants maxima admissibles dans les lignes ou les câbles. Dans le cas où cette configuration ne s'avère pas satisfaisante, il est possible de recourir, sur la base de celle-ci, à une optimisation selon l'option "*Optimis.*".

Enfin, on notera que le logiciel STROPT offre la possibilité de traiter le cas des réseaux de distribution alimentés par plusieurs stations sources HT/MT. Ces stations étant généralement interconnectées au niveau haute tension, la condition d'arborescence est repectée par le logiciel en excluant tous les chemins permettant de les relier entre elles au niveau moyenne tension (ou distribution).

7. Resultats obtenus a l'aide du logiciel STROPT

Plusieurs réseaux de distribution cibles ont été utilisés afin de tester le logiciel STROPT. On se propose dans ce paragraphe d'exposer, a l'aide des figures suivantes, des résultats obtenus dans le cas d'un réseau réel ayant une tension nominale de 14 kV, alimenté par un seul noeud source et composé de 93 sous-stations MT/BT et 108 lignes et câbles. Dans le but de présenter des résultats significatifs, nous avons, dans le cadre de nos tests, intentionnellement augmenté la charge de ce réseaux de 30 %. Les lignes et les câbles hors service sont indiqués par des traits en pointillés.

Conclusions

Notre ambition, dans le cadre de nos travaux dans le domaine de l'optimisation topologique des réseaux de distribution, est de mettre en oeuvre, parallèlement aux progrès technologiques croissants des équipements dédiés à l'exploitation automatique de ces réseaux, des méthodes d'optimisations originales dans le but d'une exploitation sûre, fiable et économique. Les tests effectués jusqu'à présent à l'aide du logiciel STROPT ont confirmé l'intérêt porté à la méthode d'optimisation utilisée. Cette intérêt a été motivé par la flexibilité qu'elle présente. En effet, elle

peut être facilement modifiée de telle sorte à organiser de différentes manières la recherche des solutions. De plus, il est posible d'y intégrer des règles exactes ou heuristiques ayant pour but d'atténuer l'exhaustivité de cette recherche tout en conservant la mème qualité des résultats. Enfin, son adaptation aux différents régimes de fonctionnement d'un réseau de distribution constitue son principal avantage.

Le logiciel présenté dans cette publication s'inscrit dans le cadre d'un travail de recherche financé en partie par le fonds national pour la recherche énergétique (NEFF) et dont le requérant principal est le laboratoire de réseau d'énergie électrique (LRE) de l'EPFL.

9. REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1] Baran, M.E. & Wu, F.F. *Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing*, IEEE, Trans. on Power Delivery Vol.4, No.2, Apr, 1989, pp 1401-1407.

[2] Ross, D.W. & Patton, J. Cohen, A.I. & Carson, M. *New Methods for Evaluating Distribution and Control (DAC) Systems Benefits*", IEEE, Trans. on Power App. and Sys., Vol PAS - 100, No.6, June 1981, pp 2978-2986.

[3] Hertz, A. & Giraud, D. & Faust, C., *CORALI, un modele pour la recherche de schémas d'exploitation sur les réseaux de distribution moyenne tension*, RGE - Tome 89 - No.2, Feb, 1980, pp 133 - 148.

[4] Backlund, Y. & Bubenko, J.A. *Computer-Aided Distribution System Planning*, 6th Power Systems Computation Conference, Darmstadt, Aug, 1978, pp 158-174.

[5] Aoki, K. & Nara, K.& Itoh, M. & Satoh, T. & Kuwabara, H. *A Mew Algorithm for Service Restoration in Distribution Systems*, IEEE. Trans. on Power Delivery, Vol.4, Nr.3, Jul, 1989, pp 1832-1839.

(Primit la 27 septembrie 1993, acceptat la 25 aprilie 1994)
(Referent de specialitate: dr. ing. Eugeniu Pavel, redactor-şef al revistei Energetica)

Informaţii

În revista Energetica, seria A, în anul 1994 au apărut următoarele materiale:

Nr. 4

EDITORIAL
CORNEL MOŢOIU: Masă rotundă cu tema "Costurile depoluării în energetică"
CĂLIN MIHĂILEANU: Unele aspecte ale acţiunilor normative întreprinse pe plan naţional în diferite ţări pentru combaterea poluării atmosferice
DUMITRU MANEA: Perspectiva introducerii în tarife a "eco-taxelor"
GHEORGHE MANEA: Pădurea în ecuaţia efectului de seră - cazul României
ELEONORA ATAMAN: Desulfurarea gazelor de ardere de la cazanele ce ard păcură şi gaze naturale
GHEORGHE HRISTESCU, CARMEN CONDREA, ECATERINA ZISSULESCU, RODICA MACARIE: Tehnologii de desulfurare
LIVIU DRAGOŞ, ALEXANDRU SAVU: Desulfurarea umedă, cu calcar, a gazelor de ardere provenind de la cazane funcţionînd pe păcură, cărbune sau mixt
ELISABETA PĂSCULETE, GABRIEL ANGHELIDIS, CORNELIA COMŞA: Tehnologii moderne pentru îndepărtarea NO_x din gazele de ardere ale centralelor care folosesc combustibili solizi
CĂLIN MIHĂILEANU: Concluzii la masa rotundă "Costurile depoluării în energetică"
DIN ENERGETICA ROMÂNEASCĂ
RECENZIE
CĂLIN MIHĂILEANU : Paul Cartianu "Nicolae Cațanfil"
PUBLICAŢII NOI
Natural Resources and Energy: Non-Dissipation and Management
MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE
MAGDALENA MATEI: A doua Conferinţă a Institutului Mondial a Cărbunelui (WCI)
VLADIMIR CONSTANTINESCU, SORIN UNGUR: 90 de ani în slujba consumatorilor
COSTIN RUCĂREANU : Sesiunea ştiinţifică a Comisiei de Energetică a Academiei Române
DIN ENERGETICA MONDIALĂ
COSTIN MOŢOIU: Date şi informaţii legate de sistemul electroenergetic german
INFORMAŢII
Al 16-lea Congres al Consiliului Mondial al Energiei - Tokio '95

Nr.5

Interviu cu dl. Secretar de Stat Florin Tănăsescu

PROTECŢIA MEDIULUI. PUNCTE DE VEDERE
ARJAN SIPKEMA, PETRA de VISSER: Evaluarea impactului asupra mediului la Compania minieră şi energetică Ajka din Ungaria (în limba engleză)
IOANA IONEL : Formarea N_2O în timpul denitrificării gazelor de combustie prin reducere selectivă noncatalitică cu injecţie de amoniac (în limba engleză)
ALEXANDRU POEATĂ: Consideraţii privind creşterea ponderii impactului estetic vizual şi selectarea variantelor de realizare a reţelelor electrice
SPERANŢA IANCULESCU, SERENA ADLER: Principii ale legislaţiei de mediu din România
MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE
ELEONORA ATAMAN: Reducerea emisiilor de bioxid de sulf prin desulfurarea gazelor de ardere
CENTRALE HIDROELECTRICE
LUCIAN MÂNDREA: Proiectarea captărilor şi decantoarelor
RECENZIE
GEORGE CHERCEA: Basu, P. "Cazane cu ardere în strat fluidizat. Concepţie şi aplicaţii "
REGULAMENT DE FUNCŢIONARE AL REVISTEI ENERGETICA

Lucrarea prezintă reţelele electrice de distribuţie realizate pe teritoriul ţării noastre, schemele de alimentare a reţelelor, de repartiţie şi de distribuţie, precum şi modul de exploatare a acestora.

Sînt avansate şi unele idei referitoare la modernizarea în viitor a acestor reţele, atît din punctul de vedere al schemelor, cît şi din punctul de vedere al exploatării.

The paper presents the electric distribution networks, existing in our country, the supply circuits of the subtransmission and distribution networks, as well as their operation.

Several ideas on a future updating of these networks both from their diagramatic as of their operation points of view, are shown, too.

REŢELE ELECTRICE DE DISTRIBUŢIE. SCHEME DE FUNCŢIONARE

Ing. ION CONECINI*

Discriptori: reţele de distribuţie, sisteme de funcţionare

1. Consideraţii generale

Reţelele electrice de distribuţie de medie şi joasă tensiune, formate din linii aeriene şi/sau subterane şi din posturi de transformare MT/JT, totalizează în România aproape 85% din volumul total al reţelelor de transport şi de distribuţie a energiei electrice şi sînt disipate pe tot teritoriul ţării.

Structura lor în prezent, este următoarea:

	Total	MT	JT
• Total linii de medie şi joasă tensiune, din care:	277941	116629	161312
- aeriene (km):	205329	88592	116737
- subterane (km):	72612	28037	44575
• Total posturi de transformare:			
- număr (buc.):	62088		
- putere instalată (MVA):	22347		

Reţelele de 110 kV care au pînă în anii '70 rol de transport, se definesc în prezent prin trei funcţiuni:

- evacuarea puterii din centralele de putere mijlocie;
- alimentarea unor consumatori concentraţi individuali sau pe platforme industriale;
- repartiţia energiei electrice pe zone de consum în mediul urban sau rural (denumite reţele de repartiţie), reprezentînd circa 87% din volumul total de reţele de 110 kV.

Această ultimă categorie poate şi trebuie privită din punct de vedere funcţional în acelaşi mod ca reţelele de distribuţie de medie tensiune.

Structura acestor reţele este următoarea:

• Linii de 110 kV, total	
din care:	17766
- aeriene (km):	17498
- subterane (km) :	268
• Staţii de transformare:	
- număr (buc.):	865
- putere instalată (MVA) :	38193

Din punct de vedere constructiv, execuţia reţelelor de reparaţie şi distribuţie depinde de zona străbătută (cu densitate constructivă şi circulaţie mare, cu densitatea construcţiilor mică sau în extravilan), fiind în subteran pentru linii şi în construcţii zidite pentru staţii şi posturi de transformare, respectiv aeriene pentru linii şi posturi şi de tip exterior îngrădit pentru staţii.

Liniile de 110 kV s-au construit în cablu subteran numai în zonele urbane cu mare densitate constructivă, marea majoritate fiind în Bucureşti. Restul liniilor de 110 kV, chiar în zonele urbane limitrofe, s-au realizat în aerian, în majoritate pe stîlpi de metal.

Staţiile de transformare 110 kV/MT sînt în mare majoritate de tip exterior, semiînalt, clădirile înglobînd doar partea de comandă şi protecţie şi celulele de medie tensiune.

2. Schema de alimentare a reţelelor de repartiţie şi de distribuţie

Schemele de alimentare a consumatorilor fie ei concentraţi în localităţi, fie dispersaţi în teritoriu, se stabilesc din faza de proiectare, în funcţie de:

* Direcţia Generală de Transport şi Distribuţie a Energiei Electrice - DGTDEE, Bucureşti

- nivelul de siguranţă solicitat de consumatorii alimentaţi (exprimat prin numărul şi durata întreruperilor admisibile);

- puterea maximă simultan absorbită de consumatori;

- distanţa între amplasamentul consumatorilor şi reţelele electrice îndrituite a-i alimenta;

- disponibilitatea reţelelor electrice de a prelua consumul suplimentar.

Schemele proiectate de alimentare cu energie electrică trebuie să îndeplinească următoarele condiţii:

- asigurarea calităţii energiei electrice (tensiune, frecvenţă, continuitate);

- funcţionarea în regim normal cu pierderi de energie minime;

- asigurarea caracterului autostructurant al reţelelor (schemă elastică, permiţînd pe durata vieţii elementelor componente, menţinerea lor în configuraţia iniţială şi adăugarea pe măsura creşterii sarcinii a unor noi elemente de reţea).

Schemele reţelelor electrice de repartiţie (110 kV) sînt buclate, cu funcţionare radială.

Reţelele electrice de 110 kV care deservesc o anumită zonă sînt alimentate, de regulă, din două surse, prin acestea înţelegîndu-se fie o reţea de tensiune superioară (220, 400 kV), fie o centrală ce debitează la 110 kV.

Configuraţia reţelelor de repartiţie urbane este, de regulă sub forma unui inel cu unul sau mai multe circuite, în care sînt înseriate prin intrare- ieşire staţiile de transformare de 110 kV/MT care alimentează reţeaua de medie tensiune. Pentru aglomerările mari urbane (municipiile Bucureşti, Timişoara) s-au dezvoltat şi diagonale, care, pătrunzînd spre centrul localităţii (în cablu) alimentează staţii din zone centrale (staţii de transformare în clădiri) (fig.1).

Reţelele de repartiţie rurale sînt sub forma unui distribuitor sprijinit pe barele a două surse independente, liniile fiind aeriene şi staţiile exterioare (fig.2).

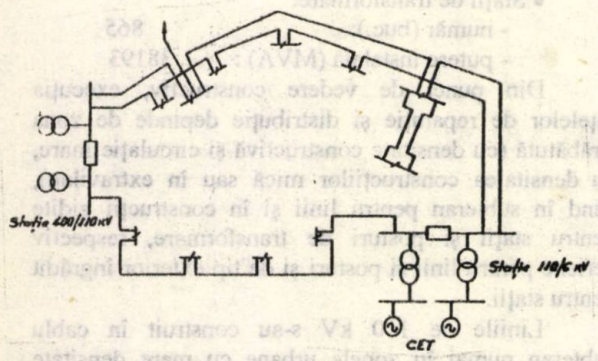


Fig. 1 a. Reţea de repartiţie (110 kV) de alimentare a unei localităţi urbane. Schema de principiu.

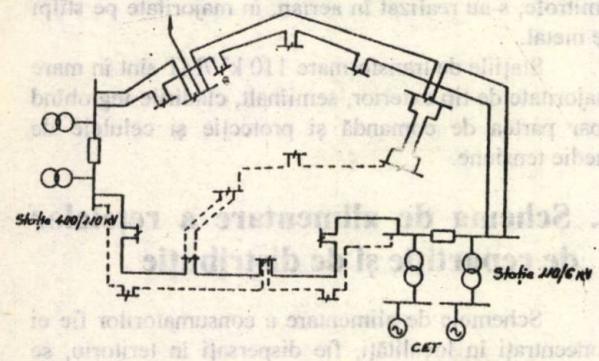


Fig. 1 b. Reţea de repartiţie (110 kV) de alimentare a unei localităţi urbane. Schema de principiu de dezvoltare.

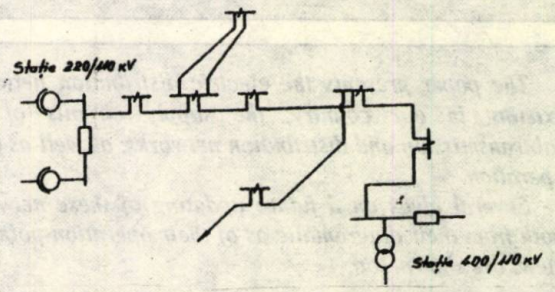


Fig. 2 a. Reţea de repartiţie (110 kV) de alimentare a consumatorilor în afara localităţilor. Schema de principiu.

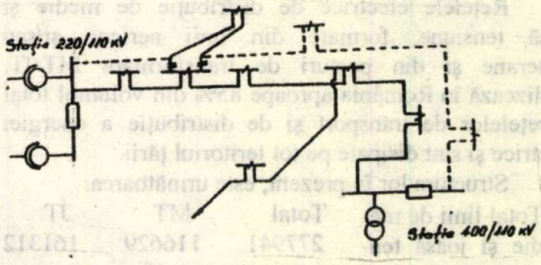


Fig. 2 b. Reţea de repartiţie (110 kV) de alimentare a consumatorilor în afara localităţilor. Schema de principiu de dezvoltare.

Reţelele electrice de medie tensiune urbane realizate în cablu pentru zone cu densitate constructivă mare, respectiv în aerian în zona periferică, au o schemă buclată între două staţii de transformare, funcţionînd radial prin secţionare în punctul care asigură pierderi minime pe fiecare distribuitor (fig. 3).

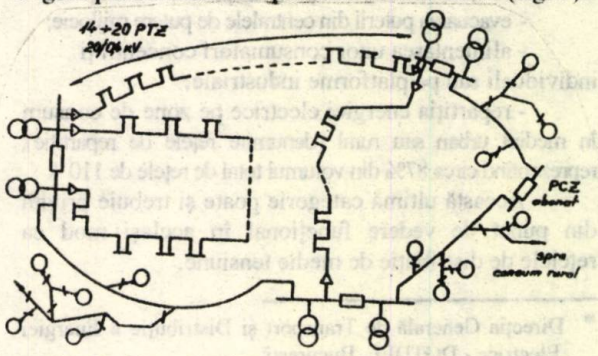


Fig. 3 a. Reţea de distribuţie de medie tensiune urbană. Schema de principiu.

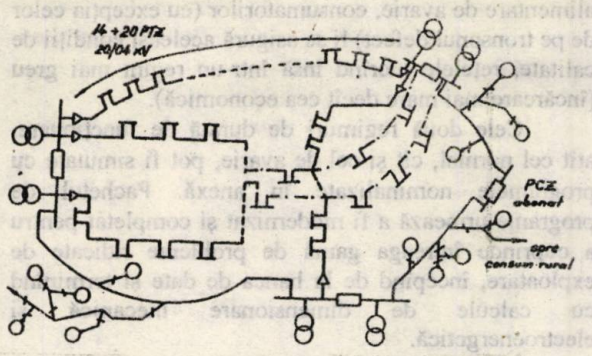


Fig. 3 b. Reţea de distribuţie de medie tensiune urbană. Schema de principiu de dezvoltare.

Reţelele de medie tensiune în mediul rural, care preiau consum casnic şi/sau consum agroindustrial, sînt de regulă cu configuraţie şi funcţionare radială, cu excepţia cazurilor cînd:

- consumatorii alimentaţi solicită un nivel de siguranţă ridicat;
- reţelele de medie tensiune constituie rezerva pentru o staţie de transformare cu o singură unitate de transformare.

Posturile de transformare racordate la aceste reţele sînt în cele mai multe cazuri aeriene, cu excepţia celor de abonat cu puteri instalate de la 400 kVA în sus (fig.4).

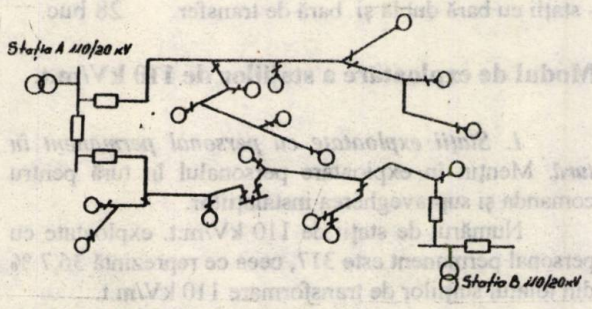


Fig. 4 a. Reţea de distribuţie de medie tensiune pentru alimentarea consumatorilor rurali şi din teritoriu. Schema de principiu.

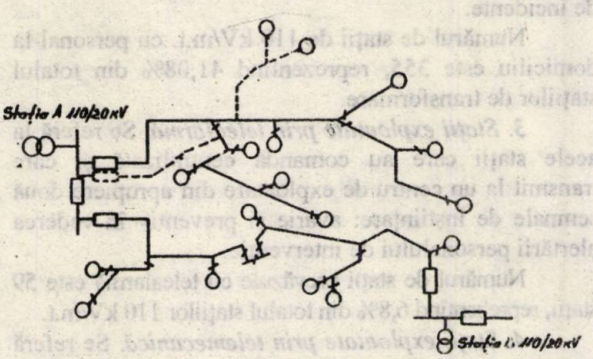


Fig. 4 b. Reţea de distribuţie de medie tensiune pentru alimentarea consumatorilor rurali şi din teritoriu. Schema de principiu şi de dezvoltare.

Reţelele de joasă tensiune, singurele reţele ale DGTDEE care alimentează şi consumatori monofazaţi, sînt realizate în localităţi urbane în configuraţie buclată cu funcţionare radială, în cablu subteran (fig. 5 a), iar cele din localităţi rurale, de regulă în configuraţie radială, cu conductoare aeriene izolate (torsadate) sau neizolate (pe cale de înlocuire). În cazul unor localităţi rurale mai mari cu mai multe posturi de transformare, există posibilitatea realizării unei reţele de j.t. aeriene buclate, cu funcţionare radială (prin desfacerea legăturii electrice pe acelaşi stîlp) (fig.5 b).

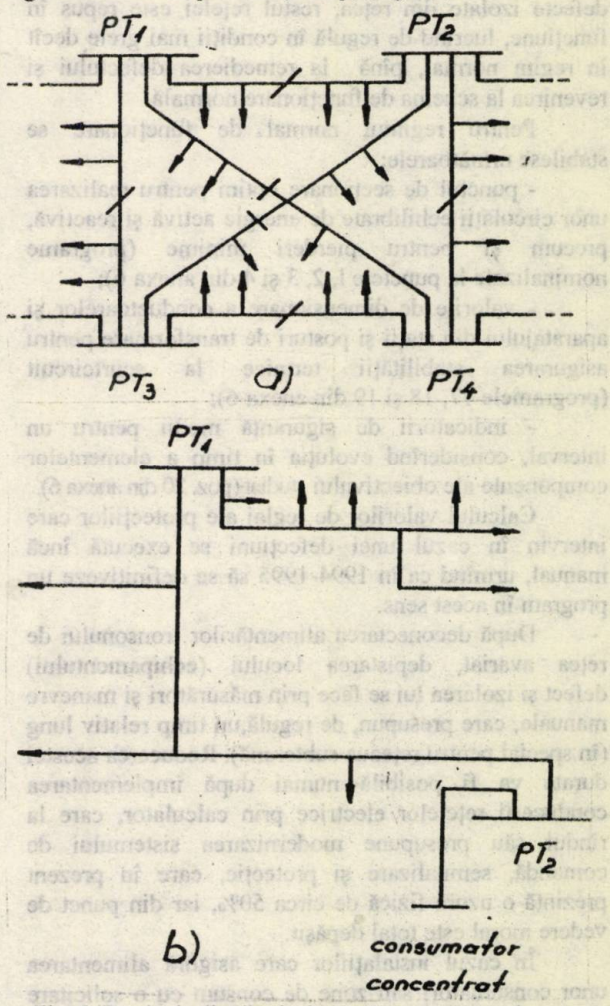


Fig. 5. Reţele de distribuţie de joasă tensiune: a-urbane; b-rurale.

3. Exploatarea reţelelor electrice de repartiţie şi de distribuţie

În exploatare, regimurile în care lucrează liniile, staţiile şi posturile de transformare din reţelele de repartiţie şi distribuţie a energiei electrice se clasifică astfel:

a - regim normal de funcţionare cînd se urmăreşte: calitatea energiei, încărcarea economică a elementelor reţelelor, integritatea şi funcţionarea corectă a tuturor elementelor primare şi secundare (protecţie, comandă, control, măsură);

b - momentul de avarie caracterizat prin depăşirea unor valori ale parametrilor electroenergetici normali ai instalaţiilor şi care duc la deconectarea alimentării zonei de defect, urmată de depistarea şi izolarea acestei zone;

c - regim de avarie, cînd, cu excepţia porţiunii defecte izolate din reţea, restul reţelei este repus în funcţiune, lucrînd de regulă în condiţii mai grele decît în regim normal, pînă la remedierea defectului şi revenirea la schema de funcţionare normală.

Pentru regimul normal de funcţionare se stabilesc următoarele:

- punctul de secţionare optim pentru realizarea unor circulaţii echilibrate de energie activă şi reactivă, precum şi pentru pierderi minime (programe nominalizate la punctele 1, 2, 3 şi 4 din anexa 6);
- valorile de dimensionare a conductoarelor şi aparatajului din staţii şi posturi de transformare pentru asigurarea stabilităţii termice la scurtcircuit (programele 17, 18 şi 19 din anexa 6);
- indicatorii de siguranţă medii pentru un interval, considerînd evoluţia în timp a elementelor componente ale obiectivului studiat (poz. 20 din anexa 6).

Calculul valorilor de reglaj ale protecţiilor care intervin în cazul unei defecţiuni se execută încă manual, urmînd ca în 1994-1995 să se definitiveze un program în acest sens.

După deconectarea alimentărilor tronsonului de reţea avariat, depistarea locului (echipamentului) defect şi izolarea lui se face prin măsurători şi manevre manuale, care presupun, de regulă,un timp relativ lung (în special pentru reţeaua subterană). Reducerea acestei durate va fi posibilă numai după implementarea conducerii reţelelor electrice prin calculator, care la rîndul său presupune modernizarea sistemului de comandă, semnalizare şi protecţie, care în prezent prezintă o uzură fizică de circa 50%, iar din punct de vedere moral este total depăşit.

În cazul instalaţiilor care asigură alimentarea unor consumatori sau zone de consum cu o solicitare de siguranţă mărită, sistemele de automatizare asigură:

- reanclanşarea automată, rapidă (RAR) într-un ciclu sau două a liniilor aeriene pentru evitarea declanşării definitive în cazul unui defect nepersistent;
- anclanşarea automată a rezervei (prin conectarea transformatorului de rezervă sau prin închiderea întrerupătorului de cuplă).

În acest fel se asigură cu un timp minim de întrerupere (de acţionare a protecţiilor, automatizărilor şi a întrerupătoarelor), repunerea sub tensiune a consumatorului şi/sau zonelor afectate de defect.

În perioada de funcţionare în schema de alimentare de avarie, consumatorilor (cu excepţia celor de pe tronsonul defect) li se asigură aceleaşi condiţii de calitate, reţelele lucrînd însă într-un regim mai greu (încărcare mai mare decît cea economică).

Cele două regimuri de durată de funcţionare, atît cel normal, cît şi cel de avarie, pot fi simulate cu programele nominalizate în anexă. Pachetul de programe urmează a fi modernizat şi completat pentru a cuprinde întreaga gamă de probleme ridicate de exploatare, începînd de la banca de date şi terminînd cu calcule de dimensionare mecanică şi electroenergetică.

În ceea ce priveşte conducerea prin calculator a reţelelor de repartiţie şi distribuţie, lucrările sînt în fază de început, ele urmînd să se deruleze concomitent cu retehnologizarea acestor reţele, pe măsura existenţei bazei financiare.

În situaţia actuală, problema este demarată în reţelele de repartiţie, pentru reţelele de distribuţie de medie tensiune, existînd studii de fezabilitate.

În cadrul reţelei de 110 kV sînt înregistrate un număr de 864 staţii de m.t., care sînt diferenţiate în şase tipuri caracteristice de staţii, după cum urmează:

- staţii de tip agăţat	76 buc.
- staţii de tip racord adînc	117 buc.
- staţii de tip simplificat	463 buc.
- staţii cu bară dublă	176 buc.
- staţii cu bară simplă şi bară de transfer	4 buc.
- staţii cu bară dublă şi bară de transfer	28 buc.

Modul de exploatare a staţiilor de 110 kV/m.t.

1. Staţii exploatate cu personal permanent în tură. Menţin în exploatare personalul în tură pentru comanda şi supravegherea instalaţiilor.

Numărul de staţii de 110 kV/m.t. exploatate cu personal permanent este 317, ceea ce reprezintă 36,7 % din totalul staţiilor de transformare 110 kV/m.t.

2. Staţii exploatate cu personal la domiciliu. Personalul de exploatare are domiciliul în vecinătatea staţiei unde are montat un sistem de semnalizare în caz de incidente.

Numărul de staţii de 110 kV/m.t. cu personal la domiciliu este 355, reprezentînd 41,08% din totalul staţiilor de transformare.

3. Staţii exploatate prin telealarmă. Se referă la acele staţii care au comandă centralizată şi care transmit la un centru de exploatare din apropiere două semnale de înştiinţare: avarie şi preventiv în vederea alertării personalului de intervenţie.

Numărul de staţii prevăzute cu telealarmă este 59 staţii, reprezentînd 6,8% din totalul staţiilor 110 kV/m.t.

4. Staţii exploatate prin telemecanică. Se referă la acele staţii cu comandă centralizată care sînt supravegheate şi telecomandate dintr-un punct central de comandă (DET, DEI, DEL) sau o staţie de transformare importantă. Sistemul utilizează

echipamente de logică cablată de tipul TELESTAT, atît în staţii, cît şi în punctul central.

Sînt 75 staţii exploatate prin telemecanică, ceea ce reprezintă 8,7% din totalul staţiilor de 110 kV/m.t.

5. Staţii exploatate prin teleconducere. Se referă la acele staţii cu comandă centralizată care sînt teleconduse dintr-un punct central (DEI, DEL). Sistemul utilizează microcalculatoare în staţiile de transformare şi un minicalculator în punctul de comandă.

Numărul de staţii teleconduse este de 58, reprezentînd 6,7 din totalul staţiilor de transformare.

Tipurile de echipamente folosite în staţii: ECAROM 881M, SPOT 83, MADS-STAR, COSMOS, iar pentru punctul central de comandă CORAL 4030, CORAL 4021, INDEPENDENT II-100, I 102 F14M etc.

Toate aceste staţii pot fi prevăzute şi cu telegestiune, existînd un număr de 202 staţii telegestionate. Căile de transmisie între staţie şi punctul de comandă pot fi realizate prin: fir pilot, TIF, radio sau circuit închiriat PTTR.

Datorită fiabilităţii scăzute a echipamentelor folosite în prezent pentru telemecanizarea şi teleconducerea staţiilor de 110 kV/m.t. şi în aceste cazuri se prevede menţinerea personalului de exploatare în staţii.

Echipamentele tip TELESTAT sînt depăşite, iar cele pentru teleconducere de tip ECAROM 881M, CORAL 4021, 4030 sînt considerate de FRE-urile care le au în exploatare cu fiabilitate foarte scăzută.

În cazul staţiilor exploatate prin teleconducere, centrele de comandă sînt în majoritatea cazurilor amplasate în sediul FRE la un loc cu sediile dispecerelor de întreprindere şi de reţea care au în autoritatea lor de decizie toate comenzile pe care le efectuează acest personal.

Telegestiunea utilizată iniţial ca mijloc de urmărire a consumului abonaţilor RENEL şi-a diminuat în ultimul timp acest rol, ca urmare a scăderii consumului sub valoarea producţiei de energie electrică a RENEL.

Propuneri pentru viitor:

1. Renunţarea treptată la telemecanizarea staţiilor de 110 kV/m.t. şi a echipamentelor aferente cu logică cablată (TELESTAT) de mult depăşite.

2. Renunţarea treptată la modul de exploatare cu personal permanent la domiciliu sau telealarmă şi trecerea lor treptată la sistemul de teleconducere centralizată, sistem în care se vor utiliza echipamente noi, cu fiabilitate ridicată.

Analiza efectuată duce la concluzia că unica soluţie care va satisface în viitor condiţiile unei exploatări moderne este teleconducerea staţiilor. Această soluţie impune realizarea unor centre de telecomandă avînd sediul de regulă în localul dispecerilor de întreprindere (DEI) sau de reţea (DEL) de unde, prin căile de transmisie posibile: fir pilot, PTTR, TIF şi căi radio, să teleconducă staţiile de 110 kV/m.t. din zona învecinată.

ANEXĂ

Programe de calcul pentru determinarea regimurilor de funcţionare a reţelelor de repartiţie şi distribuţie pe calculatorul Felix C256

1. FAST

- Calculul regimului permanent al sistemelor electroenergetice complexe (64/.94/100 KO/FORTRAN).

2. PROMIT

- Calculul tehnico-economic de dezvoltare a reţelelor electrice urbane de înaltă şi medie tensiune (54 KO/FORTRAN).

3. RAM

- Calculul regimului permanent al reţelelor radiale de j.t. (120 KO/FORTRAN).

4. ASURE 2

- Determinarea amplasării optime a resurselor de putere reactivă într-o reţea radială (134 KO/FORTRAN).

5. NEWOPT 2, NEWOPT 4

- Determinarea amplasării optime a surselor de putere reactivă în reţelele electrice de înaltă şi medie tensiune (94/126 KO/FORTRAN).

6. PAS

- Protecţia staţiilor împotriva supratensiunilor atmosferice (64 KO/FORTRAN).

7. COMET

- Stabilirea configuraţiei optime de funcţionare radială a reţelelor buclate de m.t. (96 KO/FORTRAN).

8. CONSTEH

- Determinarea consumului tehnologic de energie în elementele reţelei pe baza citirilor orare (48 KO/FORTRAN).

9. PIERDE

- Calculul pierderilor de energie electrică în reţelele radiale de m.t. (64 KO/FORTRAN).

10. PALTIN

- Prognoza consumului tehnologic de energie în reţelele pe baze statistice (30 KO/FORTRAN).

11. BUCRAD 1 A - BUCRAD 2 A.

- Optimizarea structurii de funcţionare a reţelelor electrice de distribuţie de j.t. (64 KO 102 KO/FORTRAN).

12. RAJ 83

- Verificarea şi dimensionarea reţelelor electrice radiale de j.t. (120 KO/FORTRAN).

13. ALSIG

- Dimensionarea protecţiei prin siguranţe fuzibile în reţeaua de j.t. (38 KO/FORTRAN).

14. RET BUC.83

- Calculul regimului de funcţionare a reţelelor buclate de j.t. (62 KO/FORTRAN).

15. RET OPT

- Optimizarea structurii de funcţionare a reţelelor buclate de j.t. (50 KO/FORTRAN).

16. REN

- Determinarea regimurilor de defect în sistemele electroenergetice (98 KO/FORTRAN).

17. MPOL

- Determinarea echivalenţilor de reţea pentru calcule de scurtcircuit (72 KO/FORTRAN).

18. SCIT

- Calcul simplificat al regimurilor de scurtcircuit în sistemele electroenergetice (60 152 KO/FORTRAN).

19. STELA

- Calculul solicitărilor termice la care sînt supuse elementele liniilor electrice aeriene în regim de scurtcircuit. Verificarea prizelor de pămînt la tensiuni de atingere şi de pas (61 KO/FORTRAN).

20. SAVE

- Calculul indicatorilor de siguranţă medie pentru un interval, considerînd evoluţia în timp a elementelor componente ale obiectivului (78 m KO/FORTRAN).

21. FUNSING

- Evaluarea siguranţei funcţionării unei instalaţii de protecţie prin relee (108 KO/FORTRAN).

(Referent de specialitate: dr. ing. Jean Constantinescu)

(Primit la 13 ianuarie 1994, acceptat la 24 aprilie 1994)

Manifestări tehnico -ştiinţifice

Dezbaterile Simpozionului privind energia fotovoltaică
Bucureşti, 1 şi 2 iulie 1993

Introducere

România are o lungă experienţă în exploatarea surselor de energie reînnoibile; ea este una din primele ţări care au exploatat energia hidraulică, avînd resurse hidro abundente, utilizîndu-le pe scară largă încă din anii '50.

Se estimează că în 1990 sursele reînnoibile au totalizat 8 % din sursele de energie.

România are rezerve considerabile de combustibil fosil şi a fost una din primele ţări de pe glob care şi-a dezvoltat propria industrie de petrol. Ea a fost capabilă să îşi menţină o oarecare independenţă faţă de fosta URSS în materie de energie. În prezent rezervele de petrol şi gaze sînt pe punctul de a ajunge la o limită inferioară, datorită folosirii lor la producerea de energie electrică pentru a suplini lipsa de cărbune.

Dezvoltarea programului producerii de energie electrică din energie nucleară a suferit amînări din lipsă de fonduri.

Deşi sînt în ameliorare, preţurile energiei sînt încă sub costurile de producţie; atîta timp cît vor prevala subsidiile, aceasta va fi o frînă în dezvoltarea energiilor reînnoibile.

Privire asupra energiilor reînnoibile

Industria românească cuprinde sectoare energointensive, care necesită restructurare şi aceasta ar putea duce la o întîrziere în introducerea energiilor reînnoibile.

Pe termen mediu, energiile reînnoibile urmează să joace un rol important în România. Resursele hidro vor contribui substanţial la producerea electricităţii. Sînt perspective pentru producerea de căldură din surse reînnoibile. În plus sînt vîntul şi sursele geotermale. Radiaţia solară este favorabilă pentru dezvoltarea energiei fotovoltaice.

Estimările făcute de TERES situează contribuţia energiilor reînnoibile la 10 % din totalul energiei în anul 2010, în timp ce contribuţia la electricitate s-ar ridica la peste 30 % în anul 2000.

După cum se va vedea în acest raport perspectivele pentru energia fotovoltaică pot fi considerate favorabile.

Simpozionul s-a ţinut în prezenţa d-lui dr. ing. N.M. Marinescu, Secretar de Stat pentru Tehnologie, care a deschis oficial adunarea. Prof. dr. Nobili şi dl. J.C. Bonda, au reprezentat CEC.

Simpozionul a fost organizat avînd la bază trei obiective:

- identificarea de proiecte,
- cooperare industrială,
- posibilităţi de finanţare.

După examinarea facilităţilor de cercetare, atît în România, cît şi în Republica Moldova, s-a ajuns la concluzia că instituţii ca ICPE în Bucureşti şi Universitatea de Stat din Moldova ar putea beneficia de o cooperare mai largă cu instituţii din vestul Europei.

S-a făcut cunoscut că o industrie embrionară fotovoltaică ar putea fi întemeiată la ICPE şi, deşi modestă, aceasta ar putea fi uşor dezvoltată cu echipament mai modern.

Un număr de instituţii din domeniul semiconductoarelor şi automatizării au confirmat interesul lor în a stabili o colaborare cu întreprinderi din vestul Europei pentru a fabrica celule şi a asambla module de pile voltaice pe scară industrială.

S-a convenit în general că producţia de module de dimensiuni mici care cer multă muncă, ar beneficia de o structură conjuncturală de salarii mai scăzute, predominantă în prezent în România.

Pentru calibrele mari necesare industriilor româneşti de semiconductoare, de automatică şi de electricitate s-a considerat că producerea bazată pe know-how din vest nu ar pune probleme.

Identificarea proiectelor

Au fost identificate următoarele proiecte pentru o considerare ulterioară:

1. Dezvoltarea modulelor unitare de celule fotovoltaice de la 5 kW la 25/30 kW.
2. Demonstraţii de pompare la suprafaţă şi prin puţuri forate.
3. Staţii hidro-meteo complete, cu radiotelefon, pentru Ministerul Mediului.
4. Fermă agricolă solară.
5. Staţie de pompare în Moldova.
6. Unităţi de control al apelor de inundaţie, pentru Ministerul Pădurilor.
7. Unităţi de protecţie a păsărilor în Delta Dunării.
8. Studii pentru aplicaţii de PV cuplate cu instalaţii termosolare în România (PV = Photovoltaic = Centrale).
9. Capsularea modulelor de dimensiuni mici (etapa I).

Traducere şi adaptare după raportul d-lui I.C.Bonda de ing.Costin Rucăreanu

(Continuare în pagina 250)

TERMINOLOGIA - O PROBLEMĂ PRIORITARĂ A ENERGETICII ROMÂNEŞTI

În orice domeniu al activităţii profesionale, ştiinţifice, se recurge la un limbaj propriu specialităţii respective, limbaj care foloseşte concepte primitive sau derivate. Un limbaj stabileşte, totodată, un raport de dependenţă între concepte, exprimînd relaţii în forme simbolice, care se percep mai uşor de către gîndirea şi intuiţia noastră.

Exprimarea unei concepţii, a unei idei nu este posibilă fără definirea corectă a noţiunilor cu care se operează. Sensul real, adevărat, al unei noţiuni rezultă din corespondenţa ei cu obiectele sau fenomenele pe care le numeşte. Ea reprezintă exprimarea esenţei unei serii de obiecte sau fenomene sub raportul generalităţii lor; prin această noţiune defineşte sensul logic al măririi sau al fenomenului respectiv.

În domeniul energetic definirea corectă a unei noţiuni, specificarea celui mai reprezentativ termen al unei mărimi sau al unui fenomen, a unităţii de măsură corespunzătoare, reprezintă o problemă prioritară.

Utilizarea inadecvată a unor termeni, a semnificaţiei lor fizice şi a unităţii de măsură, creează confuzii şi dificultăţi în luarea unor decizii corecte, conducerea necorespunzătoare - prin dispecerul general şi cele locale - a sistemului energetic.

Pe de altă parte, apariţia unor noi domenii de activitate profesională şi ştiinţifică în energetică cum ar fi informatica, compatibilitatea electromagnetică, sistem expert etc. au dus la implementarea de noi concepte a căror semnificaţie trebuie definită, deci stabilirea unei terminologii se impune.

Se ştie că una dintre menirile de bază ale Academiei Române constituie elaborarea unui limbaj corect - sub toate aspectele - în diferite domenii ale culturii şi ştiinţei. Din aceste considerente, în cadrul Comisiei de Energetică a Academiei Române s-a prevăzut crearea subcomisiei de terminologie. Din această subcomisie, al cărei preşedinte este domnul dr. ing. Eugeniu Pavel, fac parte personalităţi dintre cele mai reprezentative ale energeticii româneşti, Activitatea subcomisiei de terminologie este sprijinită de Regia Autonomă de Electricitate, principala beneficiară a activităţii sale.

Activitatea acestei subcomisii va fi făcută cunoscută energeticienilor din ţara noastră prin publicarea în revista ENERGETICA de articole ale unor specialişti sau a rezultatelor subcomisiei privind terminologii în diferite domenii ale energeticii.

Mulţumesc pe această cale Colegiului de Redacţie al revistei ENERGETICA pentru faptul că a fost de acord să pună la dispoziţia Comisiei de Energetică paginile rubricii "Terminologie".

Lucrarea cu titlul "Folosirea unei terminologii corecte în energetică", întocmită de preşedintele subcomisiei menţionate, a fost prezentată la Sesiunea Ştiinţifică a Comisiei de Energetică din 16-17 decembrie 1993.

Publicarea acestei lucrări în revista ENERGETICA reprezintă un început, dar şi un îndemn pentru elaborarea de alte lucrări în acest domeniu.

Prof dr. ing. GLEB DRĂGAN
membru corespondent al Academiei
Preşedintele Comisiei de Energetică a
Academiei Române

FOLOSIREA UNEI TERMINOLOGII CORECTE ÎN ENERGETICĂ

Denumirea iniţială a subcomisiei care se ocupă de terminologie în cadrul Comisiei de Energetică a Academiei Române are forma completă "Folosirea unei terminologii corecte în energetică", denumire care exprimă foarte bine scopul şi rolul acestei subcomisii, al cărui domeniu de activitate se află la intersecţia celor două mari sfere conceptuale: energetica şi lingvistica.

Activitatea subcomisiei se referă îndeosebi la stabilirea unui vocabular de specialitate cu definiţii competente şi pertinente, care să poată evită ambiguităţile în procesul de comunicare între specialişti. În componenţa ei trebuie să fie cuprinşi specialişti şi experţi din energetică (cei care cunosc în fond conţinutul conceptelor), precum şi specialişti şi experţi din domeniul lingvisticii, care cunosc legile formării limbii, ale introducerii "împrumuturilor", ale flexionării cuvintelor etc.

Prin această colaborare se urmăreşte nu numai corectitudinea termenilor, ci şi satisfacerea interesului naţional pentru o limbă românească frumoasă, atotcuprinzătoare, îmbogăţită, dar păstrînd spiritul istoriei noastre şi completînd patrimoniul nostru cultural.

Domeniul energeticii este larg, se îmbogăţeşte continuu cu noutăţi tehnologice şi tehnice şi se intersectează cu multe alte domenii ştiinţifice, tehnice şi tehnologice, ca de exemplu : termotehnica, electrotehnica, electronica, informatica etc.; din această cauză, în practică se folosesc mulţi termeni comuni.

---

* Datorită spaţiului tipografic redus prezentăm o formă prescurtată a lucrării

Subcomisia de terminologie are de dezbătut şi de analizat mai multe aspecte ale terminologiei specifice, aspecte care implică şi discuţii asupra sferei şi conţinutului logic al conceptelor folosite.

Dicţionarele definesc noţiunea de terminologie ca fiind "totalitatea termenilor de specialitate folosiţi într-o ştiinţă, într-o disciplină, într-o activitate practică" (*Dicţionarul de neologisme* de F. Marcu şi C. Manea, ed. III, 1986). În alte dicţionare se defineşte şi un sens mai larg: studiul denumirilor date conceptelor şi obiectelor în domeniile specializate ale ştiinţei (*Petit Larousse illustre*, 1983).

Activitatea de început a subcomisiei ar trebui să se orienteze asupra următoarelor aspecte:

1. **Clarificarea** conţinuturilor şi sferelor definiţiilor unor concepte intrate deja în uzul specialiştilor şi precizarea ortografiei şi ortopediei, acolo unde sînt dubii din acest punct de vedere. De exemplu: cum se ortografiază: termoficare sau termificare ? centrale nuclearoelectrice sau centrale nuclearo electrice etc.; cum se ortografiază şi cum se flexionează cuvinte care reprezintă unele unităţi de măsură ca wattoră sau wattsecună (în DOOM - 1989 pentru pluralul acestor cuvinte există în două locuri diferite, la paginile 329 şi 656, forma de plural "waţiore" şi waţisecunde" şi watt-ore" şi "watt-secunde"), specialistul care doreşte să folosească un limbaj corect fiind pus în dificultate. De altfel, în problema unităţilor de măsură sînt mai multe aspecte care necesită clarificări care trebuie efectuate şi puse de acord cu mai multe foruri de specialitate ca, de exemplu, Institutele de Metrologie , de Standardizare etc.

2. Dat fiind că în ultimul timp a apărut o avalanşă de tehnologii şi de tehnici, ca şi de aparate şi utilaje aferente etc. importate sau dezvoltate în domeniul energiei, se ridică probleme dificile în **asimilarea** rapidă a unor termeni adecvaţi. Vor trebui stabilite cîteva principii ca mod de procedură:

- se vor căuta termeni echivalenţi "neaoşi" româneşti ?
- se vor "importa" termeni din limbi străine de largă circulaţie ?

Ce filieră lingvistică va trebui folosită: filiera francofonă, cea anglofonă sau alte filiere ? ! ? Avalanşa de termeni din informatică este un exemplu din cele mai concludente. Cuvinte ca software, hardware (în limba franceză, logiciel respectiv materiel) trebuie definitivate din toate punctele de vedere în limba română.

Există şi alte domenii în care importul de cuvinte străine se face la întîmplare şi nu totdeauna uniform. De exemplu, în ultimul timp se foloseşte în lucrările internaţionale conceptul de "sustainable development", respectiv "devellopement durable" pe care, unii specialişti români l-au tradus prin "dezvoltare durabilă", iar alţii prin "dezvoltare sustenabilă" . Este desigur necesar ca termenul românesc să fie unic şi general aplicat.

3. Una dintre problemele grele ale terminologiei noi este cea a **flexionării** cuvintelor. De exemplu, în ipoteza că se va adopta cuvîntul software, cu semnificaţia cunoscută, cum se va face flexionarea acestuia ? ! ? Pentru a obţine un răspuns la o asemenea întrebare este necesară intervenţia experţilor lingvişti şi confirmarea institutului de specialitate.

Terminologia oricărui domeniu ştiinţific, tehnic sau tehnologic se referă aproapre în exclusivitate la părţile de vorbire: substantive şi verbe, precum şi la adjectivele şi adverbele derivate. Există un flux puternic de concepte noi care reprezintă obiecte sau acţiuni pentru care specialiştii au nevoie de cuvinte precise şi bine definite. În prezent, limba formează astfel de cuvinte, fie prin traducerea şi adaptarea lor la limba română, fie prin preluarea lor "tale quale" din limba străină de origine.

În domeniul energeticii sfera este foarte largă, iar terminologia proprie are multe zone comune cu terminologiile altor domenii.

Cele mai multe cuvinte care formează terminologia din domeniul energeticii provin din "împrumuturi" şi "calchiere". Ca urmare, o altă problemă dificilă devine ortoepia (totalitatea regulilor care stabilesc pronunţarea corectă a cuvintelor). În cazul terminologiei din energetică problema este dificilă şi devine importantă tocmai din pricina invaziei de cuvinte împrumutate. Un rol important în stabilirea regulilor de această natură trebuie să-l joace experţii din lingvistică.

În sfîrşit, trebuie subliniat faptul că unul din aspectele speciale ale terminologiei specifice este cel privitor la prescurtări. Acronimele, abreviaţiile şi simbolurile se introduc din ce în ce mai mult în practica tehnologică şi reprezintă tendinţa generaţiilor mai noi de a se exprima mai rapid şi de a face economie de limbaj, în scopul creşterii eficienţei comunicărilor. Expresii ca "trafo" pentru transformatoare sau "EPA" pentru electropompe de alimentare cu apă a cazanelor dintr-o centrală electrică şi multe altele, reprezintă exemple care nu trebuie ocolite, ci dimpotrivă explicate şi clarificate prin analize şi stabilire de reguli; astfel de cuvinte trebuie adoptate de terminologie şi introduse ca atare în vocabulare.

Cele expuse mai sus sînt argumente incontestabile pentru necesitatea, în viitor, a unui *"Dicţionar explicativ ortografic, ortoepic şi morfologic al terminologiei româneşti în energetică"*. O asemenea realizare ar necesita timp, competenţă, colaborare multilaterală, perseverenţă. Considerăm că o iniţiativă pentru o acţiune spre acest ţel ar putea să aparţină Secţiei de terminologie a Comisiei de Energetică.

Acţiuni similare şi realizări de prestigiu sînt semnalate în toată lumea. Astfel

- Consiliul Mondial al Energiei (CME) a editat şi publicat în anul 1992 "*Dicţionarul energiei*", în patru limbi: engleză, franceză, germană şi spaniolă. Ulterior a fost tradus şi în limba portugheză şi este în curs de traducere în limba română. Dicţionarul cuprinde definiţii ale unor termeni folosiţi în problemele generale ale energiei, ale domeniilor conexe, ale unităţilor de măsură şi poate constitui un bun ghid pentru acţiuni similare.

- Conversion Systems Inch. din Marea Britanie a editat foarte recent un "*Glosar de termeni referitori la mediul înconjurător, expresii şi acronime*" ("A Glossary of Environmental Terms, Expressions and Acronyms")

Se mai semnalează: preocupările Comitetului Electrotehnic Român pentru întocmirea unui dicţionar al termenilor din electrotehnică: existenţa unei lucrări cu titlul "*Base terminologique de l'intelligence artificielle*" a autorilor Yves Kodratoff şi Michel Bares în ediţia Lavoisier - Paris 1991, lucrare ce conţine o serie de definiţii pentru diferiţi termeni din domeniul inteligenţei artificiale. Mai semnalăm existenţa unui dicţionar englez - francez cu termeni pentru electronică, electrotehnică şi informatică, precum şi la aplicaţiile conexe, întocmit de H. Piraux şi editat în anul 1989 de Editura Eyrolles - Paris.

Terminologiile diferitelor domenii ştiinţifice, tehnice, dar mai ales tehnologice reprezintă organisme foarte vii. Unele cuvinte specifice au durată de viaţă relativ scurtă. Cele legate de tehnologii care se perimează în timp trec destul de repede în domeniul istoriei (de exemplu: lampă de radio, redresor cu vapori de mercur etc.). Alte concepte, legate de tehnologiile noi intră în folosinţă. De aceea, preocupările în această privinţă trebuie să aibă continuitate şi permanenţă.

Importanţa problemei a justificat organizarea în lume a mai multor instituţii care promovează o mai bună înţelegere între specialişti pe această cale. De obicei aceste instituţii editează reviste sau buletine periodice în care se prezintă noutăţile din terminologie. Iată cîteva exemple:

1. "Ministère de la Recherche et de l'Espace", prin "Délégation générale à la langue francaise" şi prin "Délégation a l'Information Scientifique et Technique" finanţează o revistă în limba franceză, dar cu caracter internaţional, sub egida organizaţiei Union Latine. Revista TERMINOMETRO s-a înfiinţat în anul 1987 în urma unui colocviu al editorilor latini de dicţionare care s-a ţinut la Madrid şi publică informaţii speciale şi specifice din toată lumea.

2. În acelaşi domeniu, Union Latine publică "Lettre Mensuelle" cu o apariţie de zece numere pe an. De asemenea, sub aceeaşi îndrumare apare "TERMINOMETRO ELECTRONIQUE" şi "HORS-SERIE".

3. O altă organizaţie internaţională din domeniul terminologiei este "Le Réseau International de terminologie TermNet" cu sediul la Viena şi cu reprezentanţe în Japonia, Benelux, Scandinavia, Spania şi Germania. În cadrul acestei organizaţii se editează:

- *TermNet News* (TNN), care prezintă informaţii la zi despre activităţile din domeniul terminologiei;
- *Standard Term* (STT) şi *Terminology Standardization and Harmonization* (TSH), două publicaţii trimestriale realizate în colaborare cu ISO şi INFOTERM, care publică informaţii privitoare la normalizarea terminologică.
- *Biblio Term* (BIT) care apare tot trimestrial şi cuprinde informaţii bibliografice, repertoare de acronime, de sigle, de abreviaţii.

Term Net are intenţii ambiţioase pentru viitor. Scopul principal şi declarat este tendinţa de normalizare a terminologiei şi crearea unor bănci de date.

4. Este interesant de remarcat faptul că "Delegation generale à la langue française" tinde să "remedieze" invazia anglicismelor care "nu aduc nimic limbii şi culturii franceze". Această instituţie lucrează în colaborare cu autorităţile francofone din Belgia şi din Canada.

5. În Franţa, ca şi în alte ţări, există "Comisii" ministeriale care "oficializează" terminologiile din diferite domenii. De exemplu, în anul 1991 s-au editat: Glosarul termenilor oficiali din informatică; Glosarul termenilor oficiali din transporturi.

6. În anul 1992 a apărut o nouă revistă de terminologie "*Le Cahier d'Etude et de Recherches Terminologiques Interlangues (CERTIL)*". Este editată de Facultatea pentru Probleme Internaţionale de la Universitatea din Havre, care are multe preocupări în terminologie.

7. Există o "*Conferinţă a serviciilor pentru traduceri din statele Europei occidentale (CST)*" fondată în anul 1981, care are membri în 13 ţări dintre care şi Canada şi trei organizaţii internaţionale dintre care şi Comunitatea Europeană (CE). Pentru moment s-au redactat "*Recomandări relative la terminologie*".

8. În 1990, consiliul CE a aprobat un program specific pentru trecerea de la EURTRA I la EURTRA II. Programele EURTRA au ca rol special încurajarea cercetării şi cooperării în cadrul CE, în domeniul tratării limbii cu referire la terminologie.

În loc de concluzii

Din consideraţiile prezentate mai sus rezultă ca principale idei:

- necesitatea şi oportunitatea unei acţiuni coordonate şi specializate în domeniul terminologiei energetice. Pentru moment, în acest domeniu cea mai bună localizare a problematicii este Subcomisia de Terminologie a

Comisiei de Energetică a Academiei Române. Lucrările secţiei trebuie să se desfăşoare în colaborare cu Institutul de Lingvistică din România, cu Institutul de Standardizare, de Metrologie cu alte institute;

- organizarea unor analize şi consfătuiri pentru clarificarea şi definitivarea unor cuvinte specifice ale terminologiei din domeniul energeticii;

- realizarea unor legături cu organizaţiile internaţionale şi naţionale pentru preluarea experienţei şi rezultatelor deja formalizate.

Ca ţară latină, este cazul ca primele contacte să fie realizate cu Uniunea Latină, prin biroul din Bucureşti - Institutul de Lingvistică, dar şi cu Term Net prin Institutul de Standardizare.

- discutarea oportunităţii întocmirii unui dicţionar ortografic, ortoepic şi morfologic pentru terminologia din energetică;

- realizarea unei publicaţii specifice sub forma unui buletin, care să servească schimbului de informaţii şi schimbului de idei. Pînă la realizarea acestui deziderat revista ENERGETICA ţine la dispoziţia Comisiei de Energetică o rubrică specială pentru terminologie în energetică.

Dr. ing. EUGENIU PAVEL
Preşedintele Subcomisiei de Terminologie

(continuare din pagina 246)

Identificarea de posibile aplicaţii:

Refrigeratoare solare; lanterne solare pentru zone montane îndepărtate; protecţie catodică pentru conducte; electrificarea Deltei şi protecţia păsărilor, telefoane rurale; reţea de comunicaţii prin radio; staţii meteorologice, de avertizare de incendii şi de nivelul apelor pentru protecţia civilă; irigaţii şi apă potabilă.

Reprezentanţi ai unor ministere au schiţat planurile lor în care pilele voltaice ar avea un rol de jucat.

În timpul vizitei tehnice la firma ROKURA Ltd. s-a confirmat că există largi posibilităţi pentru aplicarea energiei fotovoltaice în sectorul de telecomunicaţii, datorită noilor programe lansate în România şi configuraţiei muntoase a teritoriului.

Finanţarea PHARE

România beneficiază de fondurile acestui program, care este condus de DG.I al CEC din Bruxelles. Cifrele discutate au arătat că pe anul 1992 fondurile valabile au totalizat 130 MECU. În această sumă sînt incluse prevederile pentru agricultură (32 MECU), asistenţă tehnică generală (19 MECU). Se presupune că alocaţiile pentru anul 1993 ar cuprinde energiile reînnoibile.

S-a decis ca la următorul simpozion de la Bucureşti să se iniţieze discuţii cu Direcţiile Generale corespunzăroare, pentru o posibilă alocare de fonduri.

În folosul participanţilor români s-au dat detalii privind rolul direcţiilor generale DG.I-GD.XI, DG.XII şi DG.XVII ale CEC.

Proiecte reţinute

S-au reţinut următoarele proiecte pentru ca cererea de fonduri să fie supusă diferitelor foruri:

A. Proiect demonstrativ de pompare

- Pompă de apă de suprafaţă 15 TMH la Păltiniş-Sibiu, vara 30 m^3/zi, iarna 8 m^3/zi, valoare estimată - 18000 ECU

- Pompă în puţ forat 10 m în zona Slobozia: producţia 40 m^3/zi vara şi 15 m^3 /zi iarna, valoarea estimată - 18000 ECU

Realizare în joint-ventura: PHOTOWAT-TIP A-SA Bucureşti.

B. Proiect de electrificare rurală

Electrificarea a 10 case după normele RENEL la 220 V c.a. Echipament: 2-3 lămpi, TV, pompă pentru apă potabilă, irigarea grădinii.

Consum 10 kWh fiecare casă, considerînd consumul de iarnă; puterea maximă 8-9 kW, valoare estimată - 120000 ECU.

Realizare în joint-venture: ENE-SA-RENEL-ICPE

C. Fermă agricolă electrificată solar

3,3 kWh/zi , valoare estimată - 65000 ECU.

Realizare în joint-venture ENGCOTEC Gmbh-IPA

Furnizorul modulului: PHOTOWATT

D. Ministerul pădurilor

Unităţi mobile de control pentru prevenirea inundaţiilor . Fiecare unitate - 10000 ECU.

E. Ministerul mediului

Staţii meteorologice - 10 unităţi. Fiecare unitate - 20000 ECU.

În afara proiectelor de mai sus au fost predate mai multe scrisori de intenţie unor organizaţii importante româneşti doritoare să se angajeze în relaţii de afaceri cu companii din statele membre.

În legătură cu cercetările de înalt nivel şi succesele obţinute de Universitatea de Stat din Moldova, organizatorii se vor strădui să găsească parteneri potriviţi de cercetare în domeniile: Zn. Te-Zn.Se, In-P-CdS etc.

S-a stabilit să se solicite o întîlnire în iulie 1993 cu autorităţile Phare la D.G.I, şi cu D.G. XVII (CEC), pentru a examina alocarea de fonduri pentru proiectele selectate.

* * * **FIDIC (Federation Internationale des Ingenieurs - Consesis) Guide to Quality Management in the Consulting Engineering Industry** Ed. FIDIC Lausanne 1994

La redacţia revistei ENERGETICA s-a primit recent un **"Ghid pentru conducerea calităţii în activitatea de consultanţă" (Guide to Quality Management in the Consulting Engineering Industry")** întocmit şi editat de FIDIC (Federation Internationale des Ingineurs - Conseils).

FIDIC a fost fondată în 1913 de cinci asociaţii naţionale de ingineri consultanţi independenţi din Europa.

Federaţia a stabilit ca obiective:

- promovarea intereselor profesionale comune ale membrilor;
- discutarea informaţiilor care prezintă interes pentru membrii săi.

În prezent, FIDIC cuprinde 54 de ţări din toate părţile globului pămîntesc. Federaţia organizează seminare, conferinţe etc.

Sediul şi adresa oficială este PO Box 86, 1000 Lausane 12 Elveţia Fax +41.21.653.54.32.

Ghidul pentru conducerea calităţii prezintă o sinteză a experienţei membrilor asociaţiei în acest domeniu şi urmăreşte să furnizeze specialiştilor care desfăşoară activităţi de consultanţă informaţii cît mai complete despre conducerea calităţii. În acelaşi timp se urmăreşte stimularea interesului specialiştilor asupra diferitelor aspecte ale conducerii calităţii. În acest scop FIDIC organizează comitete de lucru şi întîlniri pentru dezbaterea problemelor specifice.

Secţiunea 1 are titlul **FIDIC şi managementul calităţii.**

Pornind de la definiţiile termenilor utilizaţi, ca: service, calitate, politica în domeniul calităţii, conducerea calităţii, controlul şi asigurarea calităţii, analiza şi supravegherea calităţii etc. se trece la o declaraţie de politică a FIDIC, prin care firmele membre trebuie să se angajeze la cel mai înalt nivel în implementarea unui sistem de conducere a calităţii, implicînd toate nivelurile de conducere şi fiecare lucrător.

Ghidul prezintă avantajele implementării sistemului de conducere a calităţii, dintre care se menţionează:

- schimbarea climatului afacerilor. Într-adevăr, managementul calităţii este un mijloc de diferenţiere a firmelor concurente, care prin demonstrarea funcţionării sistemului, obţin încrederea clienţilor, consultanţii avînd posibilitatea organizării auditurilor în numele acestora;
- creşterea prestigiului activităţii industriale;
- reducerea cheltuielilor simultan cu satisfacerea cerinţelor clienţilor;
- clarificarea riscurilor şi responsabilităţilor care elimină un eventual sistem de relaţii defectuoase între producători şi clienţi;
- satisfacerea climatului - obiectiv principal al conducerii calităţii.

Fondatorii managementului calităţii au considerat cerinţele şi necesităţile clientului ca bază a principiilor sistemului calităţii.

Un capitol foarte interesant tratează cîteva din ideile preconcepute care exprimă împotrivirea faţă de managementul calităţii, dintre care menţionăm:

- ideea că implementarea managementului calităţii este costisitoare.

Realitatea este că lipsa unui sistem al calităţii conduce la creşterea cheltuielilor în vederea satisfacerii cerinţelor clienţilor;

- se acuză că în cadrul managementlui calităţii se solicită prea multe documente.

În realitate conducerea calităţii reprezintă un stimulent în stabilizarea proceselor şi influenţează pozitiv relaţiile dintre conducere şi forţa de muncă, prin aceasta reducîndu-se generarea de documente suplimentare;

- managementul calităţii reprezintă o "prelungire a procesului de fabricaţie".

De fapt numai o concepţie clară şi luarea de măsuri eficiente vor conduce la reducerea timpului necesar procesului de fabricaţie;

- unii manageri pretind că managementul calităţii nu este necesar, deoarece problemele susţinute de acesta sînt de bun simţ, sau că stilul lor de conducere nu necesită măsuri suplimentare.

Sigur că managementul calităţii nu este ceva suplimentar, dar necesită o recunoaştere conştientă a principiilor şi o aplicare riguroasă, ceea ce va aduce firmelor avantaje evidente.

În fond, practica arată şi va arăta că implementarea managementului calităţii conduce la avantaje economice şi în general reprezintă un element definitoriu al modului de desfăşurare al afacerilor cu scopul explicit de satisfacere a clienţilor.

În secţiunea 2 cu titlul **"Elemente esenţiale ale sistemului calităţii"** se identifică funcţiunile care trebuie implementate în activitatea firmei pentru dezvoltarea unui sistem al calităţii la toate nivelurile.

În secţiunea 3 cu titlul **"Implementarea managementului calităţii în unităţi de proiectare"** se descriu, în general, paşii pentru implementarea unui sistem de conducere a calităţii într-o firmă de proiectare cu 15-20 de persoane, dată ca exemplu. Desigur, programul se adaptează la condiţiile concrete ale fiecărei firme.

În anexele ghidului sînt prezentate principii de bază, comparaţii privind asigurarea calităţii între standardele naţionale şi internaţionale, fişa chestionar de control tip, cerinţe pentru certificarea sistemului calităţii etc.

Lucrarea este de o deosebită importanţă pentru specialiştii care se ocupă de implementarea sistemului de asigurare a calităţii în diverse activităţi, în mod deosebit pentru cadrele de decizie şi în general pentru manageri, care îşi pot forma în acest fel o viziune completă asupra activităţii de conducere.

Un exemplar din lucare poate fi găsit în biblioteca ICEMENERG, iar cei care doresc informaţii suplimentare se pot adresa la autorii acestei recenzii, în cadrul Diviziei de Inginerie şi Consultanţă-Laboratorul de Ingineria Sistemelor Calităţii din ICEMENERG.

Ing. ION RENŢEA,
Ing. MIHAELA TOMESCU - ICEMENERG

CONTENTS

EDITORIAL 202 - 203

ELECTRIC NETWORKS

TRAIAN-G. IONESCU: Electric Power Quality Indicators & Proposals For Admitted Limit Levels 204 - 214
EUGENIU POTOLEA, STEFAN GHEORGHE: Data Acquisition and Destorting Regime Analysis System (DADRA) - Its Drawing up and the Results of its Application to the Harmonic Polluted Electric Networks 215 - 222

INDUSTRY AND ENERGETICS

FLAVIUS DAN ŞURIANU: Experiment and Digital Simulation of the Nonsynchronous Motors Behaviour Under Symmetric Votage Gaps 223 - 226
MIHAELA IORDACHE: Computation Programme for Estimating the Behaviour of the Electric Motors Driving Under the Influence of the Supplying Electric Power Quality Parametes 227 - 234

TRENDS IN ENERGY POLICY

RACHID CHERKOUI ALAIN J. GERMOND,: The optimum operating structure of an electric distribution network 235 - 240
ION CONECINI: Electric distribution networks operating diagrams 241 - 246

EVENTS 246 ; 250

TERMINOLOGY 247 - 250

DE PERSONIS :
INDRE GHEORGHE: Ion Ştirbulescu 234

REVIEW 251

SOMMAIRE

EDITORIAL 202 - 203

RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

TRAIAN G. IONESCU: Estimateurs de qualité de l'énergie électrique et propositions de niveaux limites admissibles 204 - 214
EUGENIU POTOLEA, STEFAN GHEORGHE: Systéme de collecte de données et analyse du régime déformant (SADARD): réalisation et résultats de son utilisation dans les réseaux électriques pollués par les harmoniques 215 - 222

L'ENERGIE DANS L'ENTREPRISE

FLAVIUS DAN ŞURIANU: Expérimentation et simulation numérique du comportement des moteurs asynchrones lors des creux de tension symétriques 223 - 226
MIHAELA IORDACHE: Logiciel pour l'estimation du comportement des commandes a moteurs électriques sous l'influence des paramétres quantitatifs de l'énergie électrique d alimentation 227 - 234

ORIENTATIONS EN ENERGETIQUE

RACHID CHERKAOUI , ALAIN J. GERMOND: Structure optimale du schéma d'exploitation d'un réseau électrique de distribution (en francais) 235 - 240
ION CONECINI : Réseaux électriques de d stribution. Schémas de fonctionnement 241 - 246

MANIFESTATIONS TECHNIQUES SCIENTIFIQUES 246 ; 250

TERMINOLOGIE 247 - 250

DE PERSONIS
INDRE GEORGHE: Ion Ştirbulescu 234

COMPTE - RENDUS 251

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕДОВАЯ СТАТЬЯ 202 - 203

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

ТРАЯН Г.ИОНЕСКУ: Качественные показатели электроэнергии и предложения по предельно допустимым уровням 204 - 214

ЕУДЖЕНЮ ПОТОЛЕА, ШТЕФАН ГЕОРЕ: Система сбора данных и анализа деформирующего режима (САДАРД) реализация и результаты ее применения электрических сетях, загрязненных гармониками 215 - 222

ЭНЕРГЕТИКА В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

ФЛАВИУС ДАН ШУРИАНУ: Эксперимент и цифровое моделирование поведения асинхронных двигателей при симметрических провалах напряжения 223 - 226

МИХАЕЛА ИОРДАКЕ: Расчетная программа оценки поведения приводов электродвигателями под влиянем качественных показателей электроэнергии питания 227 - 234

НАПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

РАШИД ШЕРКАУЙ , АЛЕН Ж. ЖЕРМОНД: Оптималъная структура эксплуатации распределительной электрической сети 235 - 240

ИОН КОНЕЧИНИ: Распределителъные электрические сети. Схемы работы 241 - 246

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ 246 ; 250

ТЕРМИНОЛОГИЯ 247 - 250

DE PERSONIS

ИНДРЕ ГЕОРГЕ: Ион Штирбулеску 234

РЕЦЕНЭИЯ 251

INHALT

LEITARTIKEL 202 -203

ELEKTRISCHE NETZE

TRAIAN G. IONESCU : Qualitätskennwerte der Elektroenergie und Vorschläge von zulässing Pegelgrenzwerten 204 - 214

EUGENIU POTOLEA, ŞTEFAN GHEORGHE: Datenerfassungs-und Analysesystem der Verzerrungsfahrweise (SADARD) - Entwicklung und Anwendungsergebnisse in oberschwingungsbehafteten Netzen 215 - 222

ENERGIEWIRTSCHAFT DER INDUSTRIEBETRIEBE

FLAVIUS DAN ŞURIANU : Versuch und Digilatsimulierung des Verhaltens der Asynchronmotoren beim symmetrischen Spannungsschwinden 223 - 226

MIHAELA IORDACHE : Rechnerprogramm zur Einschätzung des Verhaltens von Elektromotorantrieben unter dem Einfluss der Qualitätsparameter des Speisestromes 227 - 234

ORIENTIERUNGEN IM ENERGIEWESEN

RACHID CHERKAOUI , ALAIN J. GERMOND: Die optimale betriebsstruktur eines elektrischen Verteilungsnetzes 235 - 240

ION CONECINI : Elektrische Verteilungsnetze. Betriebsschemata 241 - 246

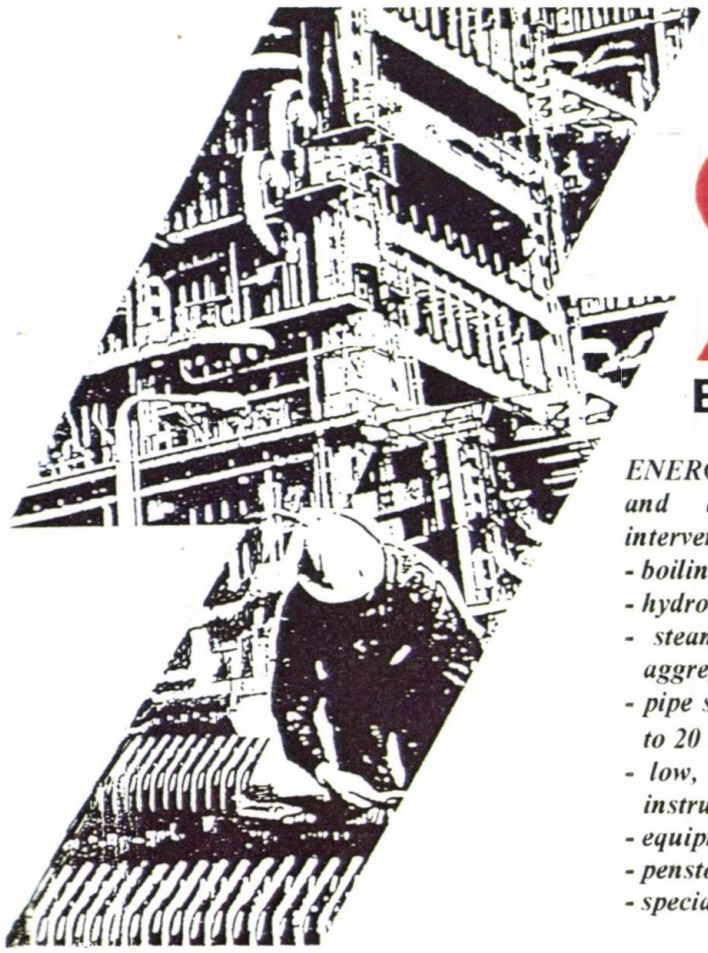
TECHNISCH - WISSENSCHAFTLICHE VERANSTALTUNGEN 246 ; 250

TERMINOLOGIE 247 - 250

DE PERSONIS

GHEORGHE INDRE : Ion Ştirbulescu 234

REZENSION 251



Energomontaj S.A. Company

BUCHAREST - ROMANIA

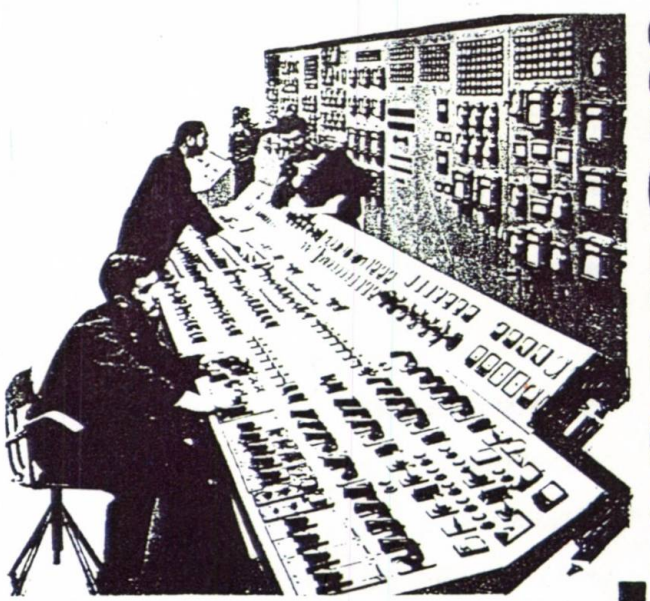
ENERGOMONTAJ S.A. Company performes erection and dommissioning, maintenance, repair and intervention works for:

- *boiling system and metallic structures*
- *hydromechanical and hydrotechnical equipments;*
- *steam, gas and hydraulic turbines, other rotary aggregates;*
- *pipe systems for liquids circulation, with pressure up to 20 MPa and temperature up to 570°C ;*
- *low, mean and high voltage electric installations, instrumentation;*
- *equipment for sluices;*
- *penstocks and sheetings for head races;*
- *special anticorrosive protections.*

ENERGOMONTAJ S.A. IS A REAL PARTNER FOR YOU !

Societatea comercială ENERGOMONTAJ S.A. realizează lucrări de montaj şi punere în funcţiune, intreţinere, reparaţii şi intervenţii pentru:

- *cazane şi structuri metalice;*
- *echipamente hidromecanice şi hidroelectrice;*
- *turbine de abur, gaze şi hidraulice, agregate rotative;*
- *sisteme de conducere pentru circulaţia lichidelor cu presiuni pînă la 20 MPa şi temperaturi pînă la 570° C;*
- *instalaţii electrice de tensiuni joase, medii şi înalte, automatizări, măsură şi control;*
- *echipamente pentru ecluze;*
- *conducte forţate şi blindaje pentru aducţiuni;*
- *protecţii anticorosive speciale.*



societatea comercială

CALEA DOROBANTILOR 103 - 105

BUCUREŞTI - ROMANIA

ENERGOMONTAJ S.A.

Tel. (0040)(1)212.10.20 ; 212.17.60

Fax. (0040)(1)312.97.66 ; 212.22.10

Telex 11335 enemon

Energomontaj S.A.

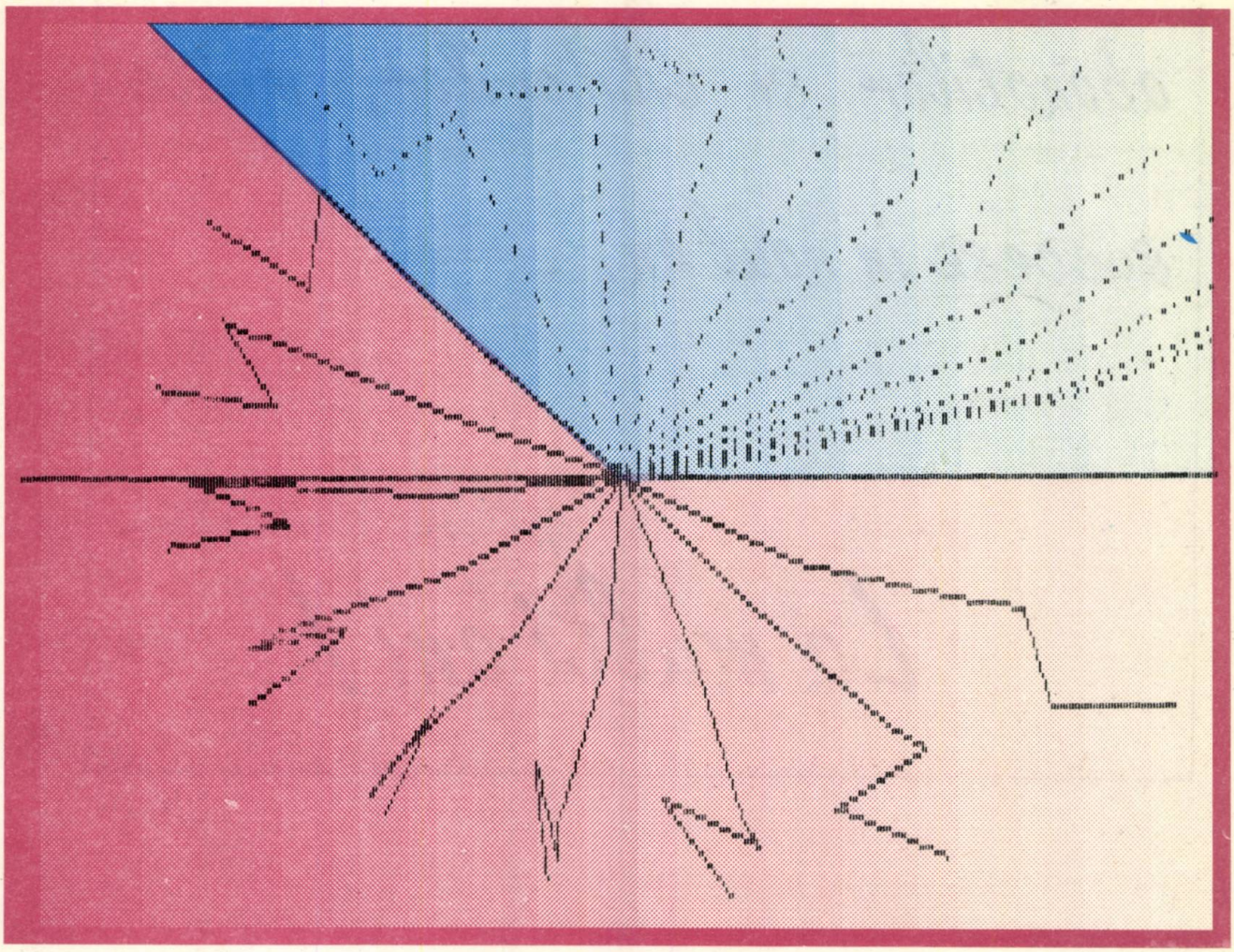
E 2039/A

seria B

noiembrie - decembrie 1994

energetica

6



Redactia si Colegiul de redactie al revistei Energetica ureaza tuturor colaboratorilor, abonatilor si cititorilor, multe succese in noul an.

La multi ani!

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 42 | Nr.6, SERIA B | SEPTEMBRIE - OCTOMBRIE 1994

ISSN 1220 - 5141

Revista ENERGETICA a fost înființată în anul 1953, continuînd tradiția vechilor publicații inginerești care au avut preocupări în domeniul energiei ca de exemplu:
- Diaru pentru vulgarizarea științeloru naturale și fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societății Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociației Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociației Producătorilor și Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparțin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parțială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacție. Sînt autorizate numai citările destinate lucrărilor științifice și volumelor în care acestea sînt inserate.

Revista apare alternativ în două serii:
- seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;
- seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, stațiilor electrice, ale liniilor de transport și distribuție a energiei electrice, sisteme electroenergetice etc.

Fiecare serie are 6 numere pe an.

CUPRINS

INTERVIU CU D-L JOHN BAKER PREȘEDINTELE ADUNĂRII EXECUTIVE A CME 255 - 265

NUMĂR SPECIAL: NOI DEZVOLTĂRI ȘI APLICAȚII ALE MODELELOR DIMO

IN MEMORIAM PAUL DIMO 266 - 269

SAVU C. SĂVULESCU : Două aplicații recente ale analizei nodale REI-Dimo 270 - 280

JEAN CONSTANTINESCU: Echivalenți reglabili REI-Dimo pentru simularea dinamicii sistemului energetic pe termen mai lung 281 - 287

GEORGE GROSS, DAVID J. FINLAY: Conceptele REI și influența lor în dezvoltarea echivalenților statici din rețea 288 - 295

MARIUS POMÂRLEANU , LIA BEJUSCU: Analiza operativă a fenomenelor tranzitorii care folosesc diagrame în evantai 296 - 299

MANIFESTĂRI TEHNICO-ȘTIINȚIFICE 287

RECENZIE

ROBIN ALDWORTH "Codul CIBSE pentru iluminatul interior", Ediția a 15-a, 1994 300 - 302

MARIUS POMÂRLEANU : M. Pavella - P. G. Murthy "Transient stability of power systems theory and practice" 303

CUPRINSUL GENERAL AL REVISTEI ENERGETICA, SERIA B, PE ANUL 1994 304 - 305

INDEXUL ALFABETIC AL AUTORILOR ARTICOLELOR APĂRUTE ÎN REVISTA ENERGETICA, SERIA B, ÎN ANUL 1994 306

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

COLEGIUL DE REDACŢIE

BIROUL: dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Radu OPINCARU - reprezentant RENEL; ing. Ion CONECINI; ing. VLADIMIR CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU - reprezentant ICEMENERG; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: conf. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; conf. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; ing. Marin CIOCĂNESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; dr. ing. Mihai CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; ing. Alexandru FLORESCU; dr. ing.Laurenţiu GOIA; dr. ing.Dan GOLICIU ; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; ing. Viorel GRIGORIU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Viorel NEGRU ; ing. Gheorghe NEGUŢ; conf. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Constantin POPESCU; ing. Miron POPESCU; ing. Costin POPESCU; conf. dr. ing. Petre POSTOLACHE; ing. Dan RACOVIŢAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN ; ing. Mihai SĂNDULEAC; ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU ; ing. Dinu VOINEA

Redactor : Ana Maria CHIVU

Coperta I : Diagrama în evantai reprezentînd regimul dinamic al unor generatoare pe un model REI-Dimo ; scurtcircuit în nodul 4 (cu linia 2 - 4 deconectată) menţinut 500 ms calculat pe un timp de 950 ms.
The fan diagram stands for the dynamic regime of some generators on a REI-Dimo's model; shortcircuit in the kink 4 (with the line 2 - 4 disconnected) held 500 ms calculated for 950 ms

Redacţia şi administraţia: ICEMENERG, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251. Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Tiparul executat la ICEMENERG

PRIVATIZAREA SECTORULUI ELECTRIC IN REGATUL UNIT

THE PRIVATISATION OF ELECTRICITY IN THE UNITED KINGDOM

Interview with Mr. John Baker

În dorința de a lămuri în cît mai mare măsură întrebările care se pun în energetica românească actuală, redacția revistei ENERGETICA solicită personalitățile care prin natura funcțiilor și specialității lor sînt cele mai indicate să ofere răspunsuri viabile aspectelor "fierbinți" ale energeticii.

Una dintre problemele discutate de specialiști și manageri în ultimul timp în România este și aceea a privatizării în domeniul industriei energiei.

De aceea ne-am propus să adresăm cîteva întrebări unei personalități din Regatul Unit al Marii Britanii și al Irlandei de Nord, unde relativ de curînd s-a trecut la privatizarea sectorului energetic. În acest scop am apelat la prietenul nostru dl. Walter Patterson - associate Fellow la the Royal Institute of International Affairs din Londra. Acesta a contribuit nu numai la îmbunătățirea chestionarului, ci ne-a pus în legătură cu dl. Jon Baker, care a binevoit să dea răspunsuri pertinente la întrebările noastre.

Dl. Jon Baker este o personalitate cunoscută în energetica mondială, Chief Executive and Director of National Power PLC, Vicepreședinte al Consiliului Mondial al Energiei (CME)*, actual director și fost Președinte la Electricity Association, dl. Baker a fost Deputy Chief Executive al Housing Corporation și Joint Managing Director la CEGB. Sîntem, desigur, foarte mulțumiți că putem oferi cititorilor noștri opiniile d-lui Baker - un specialist dintre cei mai îndreptățiți să dea răspunsuri pertinente.

In quest of realistic solutions to major problems facing the Romanian energy sector nowadays the editorial board of "ENERGETICA" has asked for the expert opinion of high-standing personalities in the field who, by their background, experience and position, are most indicated to offer viable answers to "hot" energy issues.

A subject of high topicality lately addressed by power engineering specialists and executives in Romania is the privatisation of the energy industry.

A questionnaire on the subject was passed to officials in the United Kingdom of Great Britain and North Ireland where privatisation of the energy sector started not long ago.

Our friend, Walter Patterson, Associate Fellow at the London Royal Institute of International Affairs has not only helped us to improve the questionnaire but has also directed us to Mr. John Baker who had the kindness to formulate pertinent answers to our questions.

Mr. John Baker is a well known name in the field. Chief Executive and Director of National Power PLC, Vicechairman of the World Energy Concil*, Director and former President of the British Electricity Association, Mr. Baker was also Deputy Cheif Executive at Housing Corporation and Joint Managing Director of the Central Electricity Generating Board.

We are happy indeed to offer our readers the opinions of Mr. John Baker - a man who really has a say!

*) Președintele Adunării Executive a CME între anii 1994 - 1995
Between 1994 - 1995 chairman Excutive Assembly CME

SECŢIUNEA I

MOTIVAŢIE

România face parte din grupul de ţări ieşite din economii centralizate, în curs de tranziţie către economii de piaţă.

Sectorul energetic este unul dintre cele mai importante în scena economică a oricărei ţări şi constituie o bază pentru celelalte ramuri economice.

În majoritatea ramurilor economice se tinde şi se merge către privatizarea unităţilor industriale, ca măsură de mare eficienţă pentru îmbunătăţirea nivelului economic în general. Ramura energiei are un specific aparte, ţinînd seama atît de caracteristica produsului principal: energia electrică, la care stocarea industrială nu este încă posibilă tehnic, cît şi de tehnologia producerii, transportului, distribuirii şi utilizării, care implică o interconectare practic unitară.

Sistemul energetic al României este comparabil ca dimensiuni cu multe subsisteme energetice din ţări dezvoltate (USA, Germania etc.), care sînt exploatate prin întreprinderi particulare unitare.

Pe de altă parte, UK a luat măsuri pentru privatizarea elementelor de sistem: centrale electrice, reţele de distribuţie etc.

Din această cauză energeticienii români, specialiştii, precum şi cadrele de conducere şi de decizie sînt foarte atenţi la analiza comparativă a avantajelor şi dezavantajelor fiecărei soluţii, urmărind experienţele diferitelor ţări.

Experienţa UK este deosebit de valoroasă şi utilă, pentru a putea discerne concluzii pertinente.

1. De ce a fost necesară privatizarea părţilor componente ale sistemului energetic din Regatul Unit ?

Privatizarea sectorului electric a fost propusă de actualul guvern al Regatului Unit în cadrul programului său electoral din 1987.

Principalele obiective urmărite de guvern au fost încurajarea concurenţei în sfera producerii şi furnizării energiei electrice şi împiedicarea monopolului în sfera transportului şi distribuţiei.

Secretarul de Stat pentru Energie din acea vreme declara că la baza propunerilor cuprinse în programul electoral au stat şase principii:

- ***Deciziile privind furnizarea energiei electrice trebuie să fie dictate de necesităţile consumatorilor.***

SECTION I

MOTIVATION

Romania is part of the group countries whose past centralised economies are passing now through a period of transition towards a market-oriented economy.

The energy sector is one of the most important sector within each country economic scene being also fundamental for other economic branches.

Trends in most economic branches are oriented towards the industrial enterprises privatisation, the most efficient measure to improve economy in general. The energy branch has a particular feature taking into consideration both its main product characteristics - electricity (whose industrial storing is not technically solved yet) - and the technology of energy generation, transmission, distribution and demand that practically implies unitary interconnection of Power Systems.

Romanian energy system size is similar to that of many energy sub-systems of well-developed countries (USA, Germany, a.o.) operating through unitary private utilities.

On the other hand, UK adopted measures to privatising system components: electric power plants, distribution networks, etc.

This is why romanian energy experts, board members and decision makers pay a special attention to comparative analysis of advantages and disadvantages of each solution observing other countries experience.

UK experience is particularly valuable and very useful to discern relevant conclusions.

1. Why was privatisation of the components of the UK energy system required ?

Privatisation of the UK electricity industry was proposed by the present Government in their 1987 election manifesto. The Government's main objective was to develop and encourage competition in the generation and supply businesses and to ensure that monopoly power was not abused in transmision and distribution.

The Secretary of State for Energy at the time stated that he had adopted six principles in his proposals:

- ***Decisions about the supply of electricity should be driven by the needs of customers.***

• *Respectarea intereselor consumatorilor este cel mai bine garantată de existenţa concurenţei.*

• *Orice nouă reglementare trebuie să aibă în vedere promovarea concurenţei, supravegherea preţurilor şi protejarea intereselor consumatorilor în zonele în care persistă încă un monopol de fapt.*

• *Menţinerea, în continuare, a securităţii furnizării energiei electrice.*

• *Consumatorilor trebuie să li se acorde drepturi noi nu doar simple garanţii.*

• *Tuturor celor ce au lucrat în sector trebuie să li se ofere şanse reale de viitor, noi locuri de muncă, precum şi posibilitatea de a întreprinde şi derula afaceri fără amestec din partea guvernului.*

2. Cum s-a aplicat privatizarea ?

a) În Anglia şi Ţara Galilor

Privatizarea sectorului electric în Anglia şi în Ţara Galilor a însemnat trecerea de la un sistem cu planificare centralizată şi complet integrat la un sistem profund competitiv bazat pe economia de piaţă. (A se vedea schema anexată, prezentînd noua structură a industriei electrice din Anglia şi Ţara Galilor).

Locul vechiului Central Electricity Generating Board (CEGB) a fost luat de patru companii succesoare, dintre care National Power, Powergen şi Nuclear Electric (care a rămas proprietate de stat) sînt întreprinderi concurente producătoare de electricitate, iar National Grid, care deţine şi exploatează sistemul de transport al energiei electrice, are responsabilitatea de a asigura programarea şi dispecerizarea tuturor instalaţiilor din sistem.

Energia electrică produsă de generatoare este vîndută în prezent celor 12 întreprinderi regionale de electricitate - REC (Regional Electricity Companies) prin intermediul unei noi pieţe de desfacere en gros, cunoscută sub denumirea de "Pool" (Trust, Cartel). REC au responsabilitatea propriilor reţele de distribuţie şi alimentează cu energie electrică consumatorii din zona lor geografică. Energia electrică se poate vinde prin Pool şi marilor consumatori cu o putere cerută de peste 100 kW şi care, acum, au posibilitatea să aleagă dintre mai mulţi furnizori concurenţi.

În cadrul Pool-ului, preţurile de cumpărare şi de vînzare a energiei electrice sînt determinate pentru fiecare jumătate de oră a

• *Competition is the guarantee of the customers' interests.*

• *Any future regulation should be designed to promote competition, oversee prices and protect the customers' interests in areas where natural monopoly remained.*

• *Security and safety of supply must be maintained.*

• *Customers should be given new rights, not just safeguards.*

• *All who worked in the industry should be offered a direct stake in their future, new career opportunities and the freedom to manage their commercial affairs without interference from Government.*

2. How has it been applied ?

a) In England and Wales

Privatisation caused the centrally planned and wholly integrated electricity system in England and Wales to be replaced with a highly competitive and market-based industry. (See attached diagram of the structure of the new electricity industry in England and Wales).

The old Central Electricity Generating Board was replaced by four successor companies. National Power, PowerGen and Nuclear Electric (which stayed in stateownership) are competing generating companies and the National Grid Company - which owns and operates the electricity transmission system - has responsabitity for the scheduling and dispatch of all plant on the system.

Electricity produced by the generators is now sold via a new wholesale market, known as the Pool, to 12 independent Regional Electricity Companies (RECs) who are responsible for their own distribution networks and who supply electricity to retail customers in their geographical area. Electricity can also be sold, via the Pool, to large consumers, with a demand in excess of 100 kW, who can now choose between competing suppliers.

In the Pool, the prices at which electricity is bought and sold are determined for every half of the day. It is rather like a 'Spot Market' in electricity, with a market clearing price. The prices at any time, as in any true market, are

zilei. Situaţia aminteşte mai degrabă de o "piaţă spot" unde se practică preţuri de lichidare a stocurilor. Preţurile practicate în orice moment, ca în orice piaţă reală, se raportează la costul ofertat şi la balanţa cererii şi ofertei, iar sistemul este conceput să asigure cumpărătorilor electricitate la preţuri cît mai avantajoase posibil.

Avînd în vedere că pronosticarea preţului la fiecare jumătate de oră este dificilă, există posibilitatea ca producătorii şi cumpărătorii să încheie contracte pentru a contracara riscurile instabilităţii asociate cu tranzacţiile directe în cadrul Pool-ului. Aceste contracte sînt instrumente financiare de reglementare prealabilă a preţului de vînzare/cumpărare a unor mari cantităţi de electricitate, oferind un plus de stabilitate părţilor contractante.

b) Sistemul din Scoţia

Industria electrică din Scoţia s-a privatizat cam în aceeaşi perioadă de timp cu CEGB, urmarea fiind formarea a două întreprinderi integrate pe verticală: Scottish Power PLC şi Scottish Hydro-Electric PLC. Ambele desfăşoară activităţi proprii de producere, transport, distribuţie şi furnizare a energiei. Activul nuclear al fostei societăţi de stat South Of Scotland Electricity Board a trecut la Scottish Nuclear PLC care, asemenea firmei Nuclear Electric, rămîne proprietatea guvernului.

c) Sistemul din Irlanda de Nord

Industria electrică din Irlanda de Nord a fost restructurată în martie 1992, cînd cele patru centrale electrice din Irlanda de Nord au fost vîndute sectorului privat.

Northern Ireland Electric (NIE) s-a privatizat în iunie 1993, asigurînd transportul, distribuţia şi furnizarea energiei electrice.

3. Există în Regatul Unit un organism central care să coordoneze problemele legate de "Politicile şi strategiile energetice" şi, dacă există, cum se corelează programele sale cu cele ale întreprinderilor privatizate ?

Guvernul duce o politică energetică axată pe creşterea şi sprijinirea unui sector energetic bazat pe criteriile rentabilităţii comerciale liber de intervenţii care nu sînt strict necesare şi apt să ofere servicii sigure, diversificate şi susţinute

related to the costs of supply and the balance of supply and demand, and the system is designed to provide electricity to purchasers as cheaply as possible.

However, because half-hourly Pool prices are difficult to predict, both customers and generators can enter into contracts between themselves to 'hedge' the risks of volatility associated with direct buying and selling in the Pool. These contracts are financial instruments which have the effect of settling in advance the price at which large quantities of electricity are bought and sold and provide both contracted parties with added stability.

b) The Scottish system

The Scottish electricity industry was also privatised at about the same time as the CEGB. Two vertically integrated companies were created - Scottish Power PLC and Scottish Hydro-Electric plc. Both these companies carry out their own generation, transmission, distribution and supply activities. The nuclear assets of the former state-owned South of Scotland Electricity Board passed to Scottish Nuclear plc, which - like Nuclear Electric - remains in Government ownership.

c) The Northern Ireland system

The electricity industry in Northern Ireland was restructured in March 1992 when Northern Ireland's four power stations were sold to the private sector. Northern Ireland Electric (NIE) was privatised and floated in June 1993. Transmission, distribution and supply is carried out by NIE.

3. Is there a UK central body to coordinate 'Energy policy and strategy' problems and if so, how are its programmes correlated with those of the privatised companies ?

The Government's energy policy is aimed at creating and sustaining a fully commercial energy sector which is free from unnecessary interference, offers secure, diverse and sustainable energy supplies in the forms that businesses and people want at competitive prices, and which can compete in world markets.

de furnizare a energiei electrice în formele solicitate curent şi de clienţi, la preţuri competitive şi care pot să fie competitive pe pieţele mondiale.

Rolul guvernului este, aşadar, de a pune la dispoziţia sectorului energetic, a clienţilor săi şi a publicului larg, un cadru legislativ stabil şi eficient, menit să protejeze sănătatea şi siguranţa mediului ambiant şi să promoveze competitivitatea.

Întrucît guvernul consideră că aceste deziderate se pot realiza cel mai bine prin folosirea mecanismelor pieţei, nu a fost necesară înfiinţarea unui organism special care să conceapă şi să impună aplicarea unei strategii energetice centralizate care ar stabili, de pildă, cîtă şi ce fel de energie trebuie să se producă şi să se consume.

La nivel guvernamental există, totuşi, Ministerul Comerţului şi Industriei care răspunde de dezvoltarea unor pieţe libere, competitive, ca şi de asigurarea informării în domeniul energetic, necesară pentru a permite funcţionarea pieţelor în condiţii de maximă eficienţă (de exemplu, informaţii despre tendinţele cererii şi ofertei). În baza Legii Electricităţii, act normativ ce asigură cadrul juridic pentru funcţionarea industriei, Secretarul de Stat al acestui Minister, care este şi Preşedinte al Camerei de Comerţ, are anumite drepturi de decizie. De exemplu, el este împuternicit să intervină în probleme legate de planificarea urgenţelor, eliberarea aprobărilor de construcţie a centralelor electrice şi eliberarea autorizaţiilor de exploatare a petrolului şi gazului.

De asemenea, ţinînd cont de faptul că în industrie există încă monopoluri naturale, iar crearea unei structuri puternic competitive necesită timp, Preşedintele Camerei de Comerţ numeşte o autoritate independentă, în persoana Directorului General al Furnizării Energiei Electrice, considerat ca fiind un arbitru independent. Acestuia îi revin responsabilităţi privind promovarea concurenţei în sfera producerii şi furnizării energiei electrice, şi protejarea consumatorilor în zonele aflate încă sub monopol prin practicarea controlului preţurilor şi asigurînd respectarea standardelor de deservire.

În concluzie, din 1979 guvernul a acţionat în direcţia liberalizării sectorului energetic şi la părăsirea conceptului de planificare centralizată. Guvernul răspunde încă de centralele nucleare proprietate de stat şi de British Coal Corporation - actualmente în curs de privatizare - dar politica sa se orientează treptat către consolidarea unui climat de piaţă.

The Government's role is therefore to provide the energy sector, its customers and the public with a stable, effective framework of regulation and law which will protect health, safety and the environment and allow competition to flourish.

Because the Government believes that fulfilment of these policy aims is best achieved by market mechanisms, there is no formal body as such required to develop or impose a central energy strategy on the UK eg. how much energy of which kinds should be produced and consumed.

There is however, a Government Department, the Department of Trade and Industry, which carries responsibility for monitoring the development of open and competitive markets and providing energy information (such as supply and demand trends) to enable the markets to function as efficiently as possible. Its Secretary of State, the President of the Board of Trade, also has certain powers under the Electricity Act, which provides the main legal framework for the operation of the industry. These include emergency planning responsibilities, and the granting of consents for construction of power stations and licences for oil and gas exploration and production.

Also, because natural monopolies still exist within the industry and because fully competitive structures take time to emerge, an independent Regulator, the Director General of Electricity Supply is appointed by the President of the Board of Trade. The Regulator has a number of key duties including the promotion of competition in the generation and supply of electricity; and protecting the interests of consumers in remaining monopoly areas, by administering price controls, and by safeguarding standards of service.

In conclusion, since 1979 the Government has been working to liberalise the energy sector and to move away from the concept of central planning. While the Government still carries responsibility for state-owned nuclear utilities, and for the British Coal Corporation - which is currently being privatised - its policy is progressively to move towards a free market environment.

SECŢIUNEA II

MOTIVAŢIE

Orice acţiune de dirijare şi de stimulare a economiei trebuie să aibă ca rezultat o creştere a eficienţei economice sau/şi o creştere a bunei stări a populaţiei.

1. S-au înregistrat creşteri semnificative ale eficienţei în sectorul energetic din Regatul Unit ?

Dacă înainte sectorul energetic se caracteriza prin rigiditate, birocratism, scheme de personal supraîncărcate şi o politică financiară bazată pe practicarea unor costuri marginale fixe, acum, noua structură este competitivă, iar necesitatea de a încheia contracte pe criterii strict comerciale, între întreprinderile producătoare şi cele furnizoare de energie electrică a impus o politică de reducere a costurilor, cointeresînd un mare număr de acţionari din industrie.

a) Cum percep consumatorii această îmbunătăţire ?

Apariţia concurenţei pe piaţă a provocat o scădere a preţurilor. În urma privatizării, elementul de gros al preţului fixat pentru marii utilizatori a scăzut cu 16 %, iar pentru micii utilizatori şi persoanele particulare cu 8 %. Preţul mediu al electricităţii vîndute de National Power în 1993-1994 a scăzut cu 7 %.

b) Cum percep întreprinderile de profil această creştere a eficienţei ?

Instalaţiile vechi, ineficiente, redundante din sistem au fost închise şi s-a trecut la introducerea altora, mai eficiente şi mai puţin poluante, menite să răspundă cerinţelor ecologice ale viitorului. Acest lucru s-a realizat fără nici o pierdere a siguranţei de alimentare a consumatorilor.

Pentru National Power, posibilitatea de a negocia preţuri mai scăzute la combustibili şi de a efectua reduceri la regiile de secţie şi generale, a fost stimulatoare şi nu numai că a permis realizarea unor economii în favoarea clienţilor, dar a şi demonstrat acţionarilor săi că întreprinderea a devenit rentabilă.

SECTION II

MOTIVATION

All the economic directing and stimulating activities should lead to the economic efficiency or/and population welfare increase.

1. Has the UK noiiced any significant efficiency increases within the energy sector :

Previously the electricity industry was bureaucratic and unwieldy, overmanned and led by cost-plus thinking. The new competitive structure, and the need to strike commercially-based contracts between generating and supply companies, has exerted downward pressure on costs, and benefited different stake-holders in the industry.

a) In what ways are consumers aware of this improvement ?

The introduction of competition into the market has prices to fall. Since privatisation, the wholesale element of prices to most large users has fallen by 16 % and by 8 % in real terms to smaller and domestic users. The average price of electricity sold by National Power fell by 7 % in 1993/94.

b) In what ways are the power utilities aware of this increase in efficiency ?

Redundant, older and inefficient plant on the system has been closed, and cheaper, more efficient and more environmentally acceptable plant is being introduced to meet demand for the future. This has been achieved with no loss of supply security for customers.

For National Power, the incentive to negotiate lower fuel costs and to make other operating and overhead cost reductions, have not only enabled savings to be passed through to customers, but have also enabled shareholders to see a substantial growth in company profits.

c) And the State ?

The Government received the proceeds of the various privatisations. The subsidies they

c) Dar statul ?

Şi statul a realizat beneficii de pe urma privatizării sectorului electric. Subvenţiile, suportate de contribuabili, acordate în trecut de guvern, de exemplu, întreprinderii naţionalizate British Coal Corporation (BCC) şi constructorilor de echipamente energetice au scăzut substanţial. Scăderea preţurilor la electricitate a fost resimţită benefic şi de particulari, ca şi de întreaga economie naţională, creînd premisele ca industria Regatului Unit să devină competitivă pe piaţa mondială.

SECŢIUNEA III

MOTIVAŢIE

Problema tarifelor pentru energie este una dintre cele mai dificile şi complicate, chiar pentru sitemul centralizat, în care se obişnuia să se aplice valori medii ponderate la care se suprapuneau formulele de calcul polinomiale, diferenţiate pe categorii de consumatori.

1. Există în Marea Britanie o lege care reglementează calculul tarifelor pentru toate tipurile de energie ?

Preţul energiei electrice se calculează la cursul pieţei, iar nivelul preţului cu ridicata se negociază de către întreprinderile contractante. Conform legislaţiei în vigoare, furnizorii din Regatul Unit trebuie, totuşi, să ofere condiţii "nediscriminatorii" unor categorii similare de cumpărători.

În zonele industriale aflate încă sub monopol, cum ar fi transportul şi furnizarea cu amănuntul, Directorul General al Furnizării Energiei Electrice este împuternicit să reglementeze preţurile pentru consumatorii cu un consum sub 100 kW. Preţurile pentru micii consumatori, care nu pot încheia contracte direct cu furnizorii se stabilesc cu formula RPI - x care înseamnă Indicele Preţului cu Amănuntul (adică indicele inflaţiei) minus factorul de eficienţă "x", care are valori diferite de la un furnizor la altul şi care este supus analizării de către Directorul General.

2. Deţin consumatorii instrumente adecvate de contorizare care să permită simplificarea sistemului de facturare ?

previously had to make eg to the nationalised British Coal Corporation and to plant manufacturers, which were paid for by taxpayers, have also fallen very greatly. The fall in electricity prices also helps individuals and the home economy, and should enable UK industry to compete effectively overseas.

SECTION III

MOTIVATION

Energy tariff is one of the most difficult and complicated issue even for a centralised system where polynominal computation programme differentiated on categories of consumers superimposed on moderate average values were applied.

1. Has the UK got a law which establishes the computation of energy tariffs of all energy types ?

Energy prices are now market-based, and at the wholesale level, are subject to negotiation on a commercial basis between contracting companies. Under the UK regulatory regime, similar classes of customer must, however, be offered "non-discriminatory" terms by suppliers.

In areas of the industry where there is still monopoly, such as transmission and (currently) retail supply to customers with a demand of below 100 kW, the Director General of Electricity Supply has powers to regulate prices. Prices for smaller customers, who are not yet able to make contracts directly with suppliers, are regulated by a formula (RPI-x) which is the Retail Price Index (ie. inflation) minus an "x" efficiency factor which is set at a different level for each Supply Company and is subject to investigation by the Director General.

2. Are consumers fitted with adequate metering instrumentation to simplify the billing system ?

Modern developments mean that it is possible to determine in greater detail (eg by time of day or by season) the quantities of electricity supplied to individual customers. Tariffs could therefore reflect more closely the cost of

Ultimele noutăţi tehnologice fac posibilă stabilirea precisă (după momentul din zi şi după sezon) a cantităţilor de electricitate furnizată diverşilor consumatori. Tarifele reflectă, aşadar, mai corect costul energiei furnizate în diferite momente, permiţînd reglaje mai precise ale preţurilor. Se preconizează că seria noutăţilor tehnologice va continua, permiţînd introducerea unor instrumente de contorizare tot mai precise.

3. Cum pot cumpărătorii să aleagă, după criteriul preţurilor, un furnizor rentabil, dacă fiecare întreprindere de profil are dreptul de a-şi fixa propriile tarife ?

Începînd cu 1 aprilie 1994, consumatorii cu o cerere de peste 100 kW au acces pe piaţa liberă a furnizorilor de energie. Aceasta înseamnă că ei pot negocia contracte cu furnizorul pe care l-au ales, putîndu-se realiza un echilibru între forma curbei de sarcină a consumatorilor şi preţul ofertat de furnizor. De la 1 aprilie 1998, fiecare cumpărător cu amănuntul va avea posibilitatea de a alege furnizorul de energie.

SECŢIUNEA IV

MOTIVAŢIE

Investiţiile în ramura energiei sînt de obicei mari şi au cote de recuperare mici.

1. Cum sînt stimulate investiţiile în construcţia de centrale electrice ?

Decizia de a investi în construcţia unor noi capacităţi de producere a energiei depinde de eficienţa capitalului investit, adică de beneficiul rămas după achitarea costurilor de investiţie şi de exploatare. Înainte de a se hotărî construirea unei centrale noi este, aşadar, esenţial să se facă o evaluare completă a investiţiei.

Conform noilor reglementări ale pieţei, preţul electricităţii conţine un element de premiere care reflectă valoarea faptului de a dispune de capacitatea disponibilă în sistem. Acest element este menit să stimuleze construcţia de noi capacităţi, atunci cînd condiţiile pieţei sînt favorabile . Cînd există un exces de capacitate disponibilă, elementul de premiere este mic, dar diferenţa proiectată dintre beneficii şi costurile noii centrale poate fi, totuşi, suficient de mare pentru a încuraja construcţia noii capacităţi.

supply at different times, allowing more precise adjustments to prices. We expect these developments to continue and for more sophisticated technology to be introduced.

3. How could consumers choose, in terms of pricing, the most convenient energy generators and suppliers if each power utility has the right to fix its own tariffs ?

On 1 April 1994, customers whose demand exceeds 100 kW were given access to the free supply market. This means that they can negotiate contracts with the supplier of their choice to meet their own needs, striking a balance between the electricity load shape they require and the prices on offer. From 1 April 1998 every retail customer will be able to choose the retailer from whom he receives hid supply of electricity.

SECTION IV

MOTIVATION

Energy investments are usually high and have small recovering shares.

1. What are the incentives for investors to build power plants ?

An investment decision to construct new generating capacity depends on the estimated revenue returns compared with its operating and capital costs. Therefore it is important that a full investment appraisal is made before taking any decisions to build new plant.

Under the new market arrangements there is a premium element within electricity prices to reflect the value of having capacity available on the system. This is designed to provide an incentive for new plant to be built when market conditions are rigth. When there is excess available capacity, the capacity element will be low but the projected difference between revenues and costs of new plant may nevertheless be high enough to encourage the construction of new capacity.

In fact most of the new capacity constructed during the last four years by new independent generators have had the benefit of longer term electricity sales contracts with

De fapt, majoritatea noilor capacităţi construite în cursul ultimilor patru ani de către producători independenţi au beneficiat de contracte de vînzare pe termen lung încheiate cu întreprinderile regionale de electricitate (REC). Cu o singură excepţie, REC-urile au preluat acţiuni în cadrul noilor centrale construite de producătorii independenţi de energie. Existenţa unor astfel de contracte face ca proiectele să nu depindă de preţurile electricităţii pe piaţa cu ridicata, în cadrul Pool-ului.

2. Dar reţelele de transport?

Livrarea electricităţii la un standard calitativ ridicat presupune existenţa unor reţele de transport şi distribuţie de bună calitate. Întreprinderea Naţională de Reţele exploatează sistemul de transport din Anglia şi Ţara Galilor. În conformitate cu Autorizaţia de Transport, întreprinderea are obligaţia de a respecta standardele industriale. Autorizaţia reclamă, de asemenea, măsurarea şi evaluarea regulată a standardelor de calitate realizate. Cerinţele privind securitatea sistemului de distribuţie sînt asemănătoare. Se poate spune, deci, că este într-adevăr vorba de o zonă controlată de prescripţiile Autorizaţiei.

Întreprinderea Naţională de Reţele răspunde de identificarea lucrărilor necesare în reţele şi, prin rolul său de programare şi dispecerizare a instalaţiilor, este împuternicită să ceară oprirea funcţionării centralelor electrice pentru menţinerea integrităţii sistemului.

SECŢIUNEA V

MOTIVAŢIE

Una din măsurile foarte eficiente în rezolvarea cererilor de energie este şi DSM.

Datorită intereselor contradictorii ale unor unităţi energetice , măsura întîmpină unele dificultăţi în aplicare.

1. Cum se aplică metoda DSM în Marea Britanie ?

O evaluare exactă a costurilor totale şi a avantajelor metodei DSM nu s-a făcut încă în Regatul Unit. Totuşi, unele măsuri în această direcţie se găsesc în curs de implementare.

Regional Electricity Companies. All but one of the RECs have also taken an equity stake in the new Independent Power Producers' stations. The existence of such contracts mean that the projects do not depend on electricity prices in the wholesale market (the Pool).

2. And for transmission networks ?

Delivery of a good standard of electricity supply to consumers cannot be guaranteed unless the quality of the transmision and distribution networks can also be assured. The National Grid Company operates the transmission system in England and Wales. Under its Transmission Licence, it is obliged to meet specified industry standards. The Licence also requires that the standards achieved be measured and assessed on a regular basis. The requirements on security of the distribution system are similar in nature. So this is really a regulated area controlled by Licence Conditions.

The National Grid Company has responsibility for identifying what work is needed on the network and has the power, via its role in the scheduling and dispatch of individual plant, to require or prevent individual power stations from running in order to maintain system integrity.

SECTION V

MOTIVATION

DSM is one of the most efficient measure in solving energy demand problems.

Due to contradictory interests of some power units, the measure comes across application difficulties.

1. What demand side management (DSM) method is applied in the UK ?

The full costs and benefits of DSM in the UK have not yet been established. However some measures are being introduced.

At the beginning of 1994 revised supply price controls were introduced on the RECs which provide for customers to be charged an additional £ 100 million (when Scotland is included) over 4 years to finance new DSM measures. The Regulator has also set the RECs new Standards of Performance on the efficient use of electricity.

La începutul anului 1994 a început efectuarea unor controale privind preţul revizuit al energiei livrate de REC-uri, ceea ce a necesitat impunerea suplimentară a consumatorilor cu 100 milioane lire sterline(incluzînd în calcul şi Scoţia) pe o durată de patru ani, sumă necesară pentru a finanţa introducerea noilor măsuri DSM. Directorul General a impus, de asemenea, REC-urilor noi standarde de performanţă, avînd ca scop utilizarea eficientă a energiei.

Printre măsurile propuse de întreprinderi se numără iluminatul eficient în şcoli şi utilizarea unor sisteme corespunzătoare de izolaţie termică în mediul rural. Se preconizează ca măsurile întreprinse în următorii patru ani, în conformitate cu cerinţele noilor standarde de performanţă să aducă economii în valoare de cel puţin 5675 GWh pe durata lor de viaţă.

2. Cum sînt încurajaţi utilizatorii particulari şi cei din industrie să aplice metoda DSM ?

Cumpărătorii nu sînt încă pregătiţi să investească în sporirea eficienţei energetice prin aplicarea măsurilor DSM, bazîndu-se pe avantajele pe care le poate oferi DSM prin reducerea facturilor energetice. Situaţia are cîteva explicaţii, printre care:

• Neştiinţa. Cumpărătorii nu sînt conştienţi de toate avantajele oferite de creşterea eficienţei şi de economiile importante ce decurg din aceasta.

• Riscul. Cumpărătorii sînt îngrijoraţi de riscul de a nu se bucura de avantajele preconizate (de pildă, dacă vor fi nevoiţi să-şi schimbe domiciliul).

• Restricţii de fonduri. Cumpărătorii ar putea fi interesaţi să investească, dar nu dispun de resursele financiare necesare.

• Rata beneficiului. Cumpărătorii particulari se aşteaptă să obţină beneficii foarte mari pentru a fi pregătiţi să investească mai întîi în măsuri care să asigure obţinerea de economii.

Printre iniţiativele menite să încurajeze aplicarea metodei DSM se numără: tarife concepute să-i determine pe cumpărători să reducă consumul la orele de vîrf; reduceri acordate de REC-uri cumpărătorilor care folosesc corpuri de iluminat cu consum mic şi izolaţii termice corespunzătoare; elementele de stimulare introduse în formulele de calcul al preţurilor de distribuţie a energiei, fapt ce

Examples of the schemes put forward by companies include energy efficient lighting in schools and home insulation packages for rural customers. In total, over four years, the schemes that will be carried out under these Standards of Performance must be designed to save a total of at least 5675 GWh over their lifetime.

2. How are householders and industrial customers encouraged to apply DSM ?

Customers do not yet seem to invest in energy efficiency and DSM improvements to the full extent possible, given the returns in reduced energy expenditure that DSM can offer. There are several possible reasons for this, which include:

• Ignorance. Where the customer is unaware of the full range of efficiency improvements and their possible savings.

• Risk. Where customers are concerned about the risk that they will not receive adequate benefits, eg they may have to move house.

• Capital Constraints. Where the customer may be willing to invest but does not have enough cash resources.

• Rate of Return on Investment. Domestic customers often expect a very high return before they are prepared to invest in cost saving measures.

However, initiatives to promote DSM include costomers on certain tariffs being able to shed demand at peak times; RECs subsidising customers to use energy efficient lightbulbs and better thermal insulation, promotion of energy eficient appliances, and incentives built into RECs' distribution price control formulae allowing them to increase their revenue by acting to reduce the electrical losses on their systems. The RECs are also required to maintain a free telephone helpline on energy efficiency.

SECTION VI

MOTIVATION

Could you provide us with statistic results to be conclusive for the advantages of UK new economic mechanism by making a comparison between results obtained before and after enhancing privatisation ?

permite REC-urilor să-şi sporească beneficiile prin reducerea pierderilor electrice din sistem. În plus, REC-urile au obligaţia de a menţine o linie telefonică gratuită pentru acordarea de sfaturi în probleme legate de utilizarea eficientă a energiei.

SECŢIUNEA VI

MOTIVAŢIE

Aţi putea să ne daţi cîteva rezultate statistice concludente din care să rezulte avantajele noului mecanism economic aplicat în energetica UK, comparîndu-se, de exemplu, rezultatele unuia din ultimii ani, cu cele ale unuia dinaintea extinderii privatizării ?

1. Statistici care demonstrează avantajele privatizării ?

Realizarea unui studiu comparativ complet în momentul de faţă este o chestiune dificilă,

1. Statistics demonstrating the advantages of privatisation ?

The radical changes to the structure of the UK electric industry make direct comparisons difficult. Formerly integrated companies have been split up and now conduct their business very differently. For my own company and its stakeholders the benefits have been enormous.

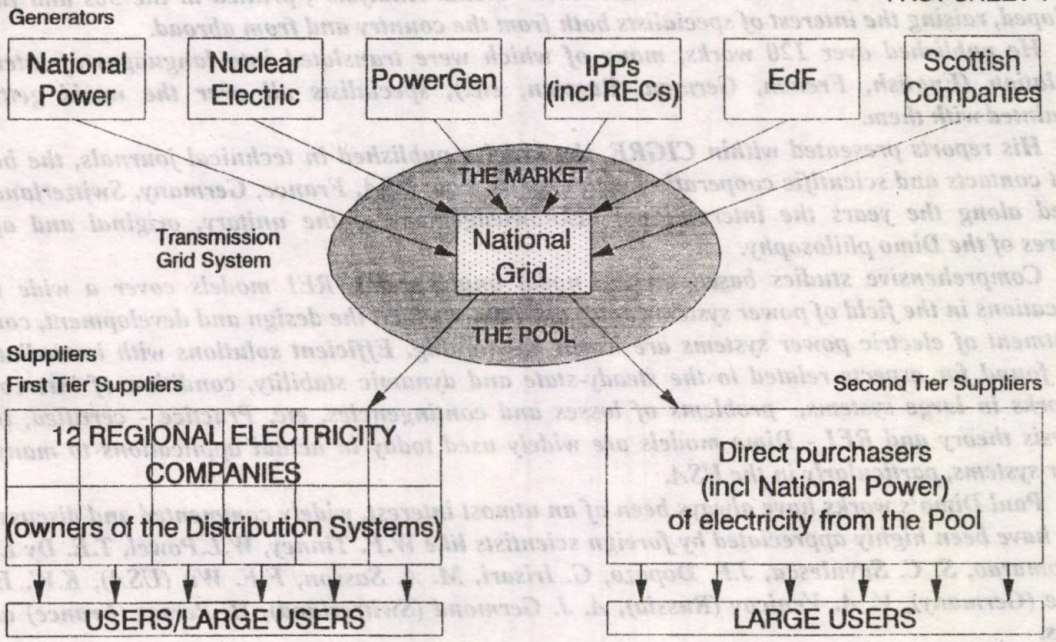
---

avînd în vedere transformările radicale care au avut loc în structura industriei din Regatul Unit. Intreprinderi odinioară complet integrate într-un sistem centralizat, au fost împărţite, fiecare din noile structuri apărute, derulîndu-şi afacerile într-un stil propriu. În ceea ce priveşte întreprinderea în care lucrez eu, avantajele privatizării s-au dovedit enorme, aducînd importante beneficii, atît întreprinderii, cît şi acţionarilor săi.

ANEXĂ

STRUCTURE OF THE ELECTRICITY INDUSTRY IN ENGLAND AND WALES

FACT SHEET 1



New Developments and Applications of Dimo's Models

In Memoriam

PAUL DIMO
The 90-th Anniversary

The Academician Paul Domo was born on June 10, 1905, in a family of old engineering traditions.

He graduated from Polytechnic Institute of Bucharest and the Superior School of Electricity in Paris.

As a young engineer he was hired and worked for many years with the Gas and Electricity Company in Bucharest. Then, for years he worked particularly as a consultant expert with the Study Power Design Institute (ISPE) with the Academy's Power Engineering Institute and finally with the Energy Research and Modernising Institute (ICEMENERG).

Paul Dimo was both an engineer and a scientist who dominated the Romanian field of electric power engineering for more than 4 decades.

Paul Dimo was awarded the State Prize in 1950 and 1954, and the Academy's Prize "Traian Vuia" in 1961.

In 1980 he received the award of the Belgium Foundation Montefiore.

He took part in the first programme of the country's electrification and was the coordinator of the design, development and operation of the Romanian power system. His name is connected to the creation of the present National Power System.

Paul Dimo's research studies were substantiated by the elaboration of the nodal analysis and of the REI models wich bear his name, as a unitary and complete concept for the study of modern electric nerworks.

His theory was presented in his basic work "Nodal Analysis", printed in the 50s and further on developed, raising the interest of specialists both from the country and from abroad.

He published over 120 works, many of which were translated into languages of international circulation (English, French, German, Russian, etc.), specialists all over the world getting thus acquainted with them.

His reports presented within CIGRE, the articles published in technical journals, the books, the direct contacts and scientific cooperation with experts from USA, France, Germany, Switzerland, Russia proved along the years the international acknowledgement of the unitary, original and applicable features of the Dimo philosophy.

Comprehensive studies based on the nodal analysis and REI models cover a wide range of applications in the field of power systems analysis, among which the design and development, control and adjustment of electric power systems are worth mentioning. Efficient solutions with immediate results were found for aspects related to the steady-state and dynamic stability, condition of interconnection networks in large systems, problems of losses and contingencies, etc. Practice - certified, the nodal analysis theory and REI - Dimo models are widely used today in actual applications to many electric power systems, particularly in the USA.

Paul Dimo's works have always been of an utmost interest, widely commented and discussed upon. They have been highly appreciated by foreign scientists like W.F. Tinney, W.L.Powel, T.E. Dy Liacco, A. R. Romarao, S. C. Savulescu, J.F. Dopazo, G. Irisari, M. A. Sasson, F.F. Wu (USA), K.W. Edwin, S. Denze (Germany), V. A. Venicov (Russia), A. J. Germond (Switzerland), H. Persoz (France) and many others.

Mention should be also made that the nodal analysis has been and still is an open theory with further uses in new fields. The last years works of Academician Paul Dimo have been lauching ideas of applicability even in biology and medicine concerns.

Between 1968 - 1990 he was conferred all scientific titles, from Doctor of Science to Academician.

Emphasis should be also laid on the educational feature of Dimo's theory, since many generations of engineers have learned on its base the practical knowledge of interconnected energy systems operation. In this respect, Paul Dimo is unquestionably the creator of the Romanian school of system analysis, a school renowned through its original contributions to the development of theories in these fields both in the country and abroad.

This Round Table on *New Developments and Applications of Dimo's Models* ***is meant to be a homage to the mun of science who was Paul Dimo - there will soon be 90 years from his anniversary - and a demonstration of the developement of his theory by researchers from the school he did create in the always topical field of electric power system.***

Round Table "New Development and Applications of REI - Dimo's models"

Celebrating 90 years from the birth of the academician Paul Dimo, the ENERGETICA review together with a team of remarkable collaborators in ICEMENERG, the Energy Committee of the Romanian Academy, DGTDEE - General Management for the Electric Energy Distribution and Transport, DEN - National Power Dispatch, ISPE - Power Studies and Design Institute, FRE - Electric Network Subsidiary of Ploieşti, organised during September 29 - 30, 1994 at Sinaia a memorial round table where many specialists from the country and abroad were present. These specialists are well-known for their concerns in thoroughly studying and developing the nodal analysis theory, its concepts, as well as REI type models and the essential original contribution of the academician Paul Dimo to the Power Systems study.

The papers presented (12 reports) as well as the discussions had, emphasized the deep original character of Dimo's theory in different fields.

Together with those ones contributing to the use of REI- Dimo equivalents and the Nodal Analysis Theory concepts in the system analysis, there were also present, Mrs. Ileana Dimo and other members of the family whose presence created a good occasion for "soul" remembrances on Paul Dimo's personality.

The event was a demonstration of Paul Dimo's theory performed by the researchers of the school he had set up in the ever present interest field of the Power Systems and which was also an opportunity for paying him sincere respects not only for his remarkable scientific activity, but also for his great patriotism. From all the presented papers, the Editorial Board of the ENERGETICA review selected a few of these which constituted this memorial issues.

MARIUS POMÂRLEANU - ICEMENERG

The speech of dr. Eugeniu Pavel, ENERGETICA Editorial Board's President

The purpose of this round table is to homage to scientist and Academician Paul Dimo on his 90 years Memorial.

Many of the attendees here present are researchers and experts trained at Dimo's school of electric power systems and there is no greater homage to render him within this meeting of remarkable specialists than to present works referring not only to Dimo's conception but also to their original contributions to the development of this conception. I am not the intention to repeat the well known Dimo's biocraphy presentation, you find encloses a briefing in the issue.

I should add only add and underline an important aspect of Dimo's thinking : the anticipation, the forecasting. Indeed, Dimo's concepts appeared in times in which the electric power system practice was at its beginning. The development and the accomplishment of the great systems as well as the implementation of the informatics required new computation tools and models.

He created and imposed an origianl conception for electric power system analysis and synthesis whose pratical applications were recognised not only in Romania but also in well developed countrie as: USA, France, a.o.

Dimo's models and concenpts have proven themselves very useful and pragmatic.

Recently, certain US electric power specialists demonstrated the REI-DIMO models usefulness and express their intention to implement them directly within the operating practise.

One of Dimo's book entitled "Planetary Energy System" and written in the last period of his life confirms through its ideas the author's attraction towards forecasting and trends.

ENERGETICA review has the honour to have published several valuable worsks (over 30) of Academician Paul Dimo from the first year of its issue in 1953.

Reading the sequence of Paul Dimo's papers we have the possibility to remark the evolution of his thinking in time.

Certainly, most of them are articles anticipating and developing the basic ideas pressented in his fundamental works.

I am conviced that this round table organised by ENERGETICA review together with the Romanian Academy Energy Commission, CIGRE Romanian Committee, Energy Research and Modernizing Institute, Faculty of ENERGETICS within the Polytechnical University of Bucharest, Power Study and Desing Institute and hosted by FRE Ploieşti will have the expected result which is to emphasise and underline the pressent theoretical and practical interest and the possibilities of the new thorougly studies and developments of many aspects of Paul Dimo's work.

Finally, please receive the organisers' greetings and regards hoping that the success of your contribution will be ensured by the value of works and addresses.

The speech of Dan Amedeu Lăzărescu, writer and historian, Vicepresident of Romanian Association for International Law and International Relations (ADIRI) Member of many International Associations for History of Law, Member of Paul Dimo's family

After some fifty of historical researches and after a great number of dialogues with a great number of social or scientifical professionistes, I have arrived at the conclusion that there are two varieties of intellectuals:

a) Those who are trained into a logico-mathematical spirit, and

b) those who are trained into a historical, or diachronical spirit. And that it is an absolute antinomy between these two varieties of intelligences, sometimes even a kind of absolute incomprehension, and even disregard, disdain and contempt between them. The true historians has a selective prospective intelligence.

We are here in Sinaia, where, half a century ago, during a discussion with my old friend, the great

Romanian phylosopher, Constantin Noica, in his Villa Wendy, opposite to our palace, my friend, who absolutely despised all my historical, sociological and economic knowledge, exclaimed, in contempt: "What will you succeed to obtain with all your historical culture ? When you will be old man, you will be chosen as a Vice-President of your so highly cherished NATIONAL-LIBERAL PARTY!

We have been in gaol at the same time. And, after that, he became the greater Romanian philosopher, and myself, among other offices, political or historical, exactly what he foreshowed for me..

My most cherished brother-in-law, PAUL DIMO, was born with an exceptive logico-mathematical intelligence. Among his ancestors, it seems that there has been an astucious Greek diplomatist, the famous DIMO CELEBI, who, after having been the agent of the Wallachian prince Michal the Brave in Constantinople, was eventually doomed to death, skinned and ridden upon an ass through the streets of the Ottoman main city, before being beheaded. PAUL DIMO was immediately remarked by his professor of matehmatics, in the college of Cantemir, Banciu.

He was employed by two great Romanian scientits and political men, Caramfil and Irimescu, in their public offices. In 1945 - 1947, he used to frequent a political association of friends, who met every Thursday evening in the historical house of our most regreeted friend, Vintilă V.I.C. Brătianu, the son of a former President of the National - Liberal Party and prime-minister from 1927 to 1928. The house, located in the Tăranilor (Peasants) Street, now Aurel Vlaicu, was, indeed, the most historical lodgement in Bucharest. For it was in that house, of which the proprietor, Vintilă I.C. Brătianu, was the brother of the greatest political men in Romania, the famous ION I.C.BRĂTIANU, and then mayor of Bucharest, that Brătianu chose to meet the plenipotentiries of the Entente, Sir George Barclay for Britain, the count of Saint-Aulaire for France, Stanislaw Poklewski-Koziel for Russia, and baron Fasciotti for Italy, on the 4/17 August 1916, in order to obtain the conclusion of a secret treaty of alliance through the terms of which the four ministers of the Entente accepted the cession of the whole countries inhabited by Romanians, both in Transylvania and in Bukovina, to the realm of Romania, after her entry the European war.

In this historical dwelling, we were some forty friends (The Friends of Freedon) with liberal and anti-comunist ideas who used to meet. Among them, prince George Cantacuzene, a famous architect. The engineers Paul Cartianu, who lives now in Bucharest, Octav Doicescu, Paul Zotta (dead in prison) and Paul Dimo. My excellent friends, Alexander Paleologu, Teddy Trancu, Alexander Dragomirescu - Baranga and Paul Dimitriu. J'en passe, et des meilleurs ...

Paul Dimo succeeded to discover his famous concept of REI and, owing to the excellence of his discovery, he was much honoured in a whole range of foreign countries, such as the United-States, France, Japan and even Russia. He was elected as correspondent member of the SOCIALIST ACADEMY OF ROMANIA. Neverthelesse, as he obstinately refused to accept the honnour to be a member of the Romanian comunist party, he could be proclaimed as a full member of the Romanian Academy only after the Gorbatchiovean Revolution of December 1989. Too late for him, unfortunatelly ... It was a great pity for us all.

When he was working with a minister of energy, Gaston Marin, Poly Dimo discovered, into a Scientific Larousee, the famous device according to which the consumption of energy used to double in the modern coutries every ten yers. He conceived then a device by which he proposed, in 1970, the construction of a whole range of atomic works. Gaston Marin accepted the device and proposed to my brother-in-law to present it himself to Nicholas Ceausescu. Dimo refused to face the crazy Dictator. As Gaston Marin himself had some apprehensions, they decided to instruct a high official of his ministry to present Dimo's device to the Master of Romania. When the latter was duly informed, his answer was abrupt: he hit the head of the official with the file containging Dimo's device and dismissed him immediately.

Thus Dimo was a real forerunner of the Romanian atomic works. And Ceausescu, the stupid hinderance of his device...

TWO RECENT APPLICATIONS OF REI-DIMO NODAL ANALYSIS

SAVU C. SĂVULESCU *

This paper describes two recent applications of the REI-Dimo Nodal Analysis - real-time external network modeling in an energy management system by using the REI-Dimo equivalent for security analysis, and fast voltage and steady-state stability predictor based on the REI-Dimo technique for steady-state stability analysis. These two implementations are fine examples of how utilities can benefit from the power, flexibility and wide range of applicability of the REI-Dimo Nodal Analysis.

This paper describes two utility implementations of Paul Dimo's REI Nodal Analysis - the REI-Dimo equivalent that's currently being used by the real-time security analysis function of Empresas Publicas de Medellin (EPM) EMS [17] , [21], *and the voltage and steady-state stability assessment program that was installed at Hydro-Quebec and Southern Company Services* [13].

Descriptori: sisteme electroenergetice, analiza nodală Dimo

Introduction

Power system equivalents have initially been used to represent power systems that were too large for the limited capabilities of network analyzers and early digital computers. Subsequently they became useful in long-term planning scenarios which, by definition, are loosely defined, and in energy management systems (EMS) applications where there is little, if any, real-time information about and/or from the external system(s).

Equivalents have also been used to speed up and/or to simplify complex computational algorithms such as voltage and steady-state stability, transient stability, voltage control, etc. For example, the rigorous solution of the voltage and steady-state stability problem entails, in addition to the detailed modeling of the machines, a series of power-flow and eigenvalue calculations conducted on a complete power system model. But the need to examine a sequence of successively deteriorated power flow cases imposes a severe computational burden and has the inconvenience that the calculations may not converge in the neighborhood of the point of instability. The use of equivalents in conjunction with appropiate simplifying assumptions is the only way to overcome such difficulties.

* SCS Computer Consulting New York, NY

The REI-Dimo Nodal Analysis, [5], [6], [7], [8], [9] which was developed by Paul Dimo in Romania in the 1960s, provides fast and reasonably accurate solutions to these otherwise difficult problems. It's based on a bus-reduction technique known in the United States under the name REI-Dimo Equivalencing [11], [12], [13], [22], [25], [29] and uses *nodal images* and special algorithms, e.g., the *case worsening procedure* for determining the steady-state stability limit. The REI-Dimo stedy-state stability analysis technique was recently evaluated and subsequently introduced in North America [13], [24], [30], [31], [33].

Overview of the REI-Dimo Approach to Power System Equivalents

The Equivalencing Problem

Power systems consist of a: *linear subsystem*, i.e., transmission lines, transformers, reactors, capacitors and the bus-to-ground admittances used to represent line charging and transformer taps; and a *non-linear subsystem*, i.e., generators, loads and synchronous condensers. Buses can be divided into *non-essential buses*, which are to be eliminated, and *essential buses*, which are to be retained unchanged.

Power system networks can't be reduced by applying the stardelta transformation because of the non-linear nature of the bus injected MW and MVAr powers and, therefore, approximate methods have to be devised. There are many variations on how to deal with equivalencing, but it is generally recognized that a suitable equivalent model should meet a number of accuracy, computational and topological requirements including:

- ♦ seen from its boundaries, the equivalent should represent *accurately* and *reliably* the behavior of the power system
- ♦ the reduced model should reproduce as close as possible the *physical nature* of the power system to be replaced
- ♦ the equivalent should be flexible enough to handle power system status changes and to be used in a wide range of applications
- ♦ the equivalent should be compatible with the computational procedures used to solve subsequent problems
- ♦ the equivalent should insure that feasible mathematical solutions are obtained
- ♦ the reduced network should contain as small a number of nodes as possible.

Among the various solution techniques proposed in the literature, the REI-Dimo methodology stands out because of its very unique concept of *linearizing the injections of the same type by replacing them with constant admittances, then grouping them back into a single non-linear injection applied to a fictitious bus called REI bus.* This process is made possible by introducing a fictitious network, between the buses to be eliminated and the fictitious REI buses, which is linear, has no losses and can be eliminated by simple Gaussian reduction. This network is referred to as *Zero Power Balance Network* and represents the central concept in the REI-Dimo methodology.

The Zero Power Balance Network

The linearization-delinearization process uses a temporary network between non-essential buses and the REI buses. This network, which is referred to as *Zero Power Balance Network*, is linear, has no losses and may be eliminated by Gaussian reduction. The Zero Power Balance Network is built as follows:

- ♦ for each non-essential node, separate the injected complex power into parts to be aggregated into fictitious generators and fictitious loads, respectively, then replace, i.e., *linearize* them with constant admittances
- ♦ extend the original network by adding the fictitious REI buses and one fictitious ground for each fictitious REI bus (the new admittances, voltages, power and currents are calculated with the formulae (5)-(9) in [22])
- ♦ calculate the equivalent injections at the fictitious REI buses by adding the complex powers which were aggregated into those buses. For example, on the single-load REI bus, the injected load is going to be the sum of all the bus loads that were aggregated, i.e., the total system MW and MVAr load.

Before applying the Zero Power Balance Network algorithm one must specify:

- ♦ how many REI generator buses are needed and which machines are to be aggregated into each REI generator bus
- ♦ how many REI load buses are to be introduced, which is the pattern of aggregating loads into the REI load bus(es) and whether to *include in the REI load bus(es) some or all the loads from the essential buses.*

The reliability and accuracy of the equivalent depend upon the number and specification of REI buses. The rules for aggregating injections into REI buses, extensively discussed in [9], [18], [22], [23] and [29] are briefly summarized in the following for REI-Dimo equivalents used in security analysis.

REI-Dimo Equivalents for Security Analysis

The simplest method to obtain an REI-Dimo equivalent suitable for contingency analysis is to specify *one* REI generator bus for the total system generation and *one* REI load bus for the total system MW and MVAr load. If the external area encompasses two or several power utilities, there's going to be one REI generator and one REI load for each utility. This approach has been used by various power utilities such as Southern Company Services [20], Centerior Energy Corporation [12], American Electric Power [11], Benneville Power Administration [25], Empresas Publicas de Medellin [21].

More elaborate procedures also been proposed, e.g. the method described in [22] which consists of grouping the generators and synchronous condensers in accordance with *classes of REI equivalence,* then associating each class with an REI generator bus. This enhances the accuracy and reliability of the equivalent but requires data that may not be readily available, e.g., in long-range system planning studies where little is known about the external system.

After the REI buses and related aggregation pattern were specified, the MW and MVAr generations, bus voltage magnitudes and angles, MW and MVAr loads and network topology data are taken from the base-case, the Zero Power Balance Network is built and the Gaussian reduction is applied. The final result is an REI-Dimo equivalent that is to be connected to the internal system at the boundary buses and/or to other REI-Dimo equivalents that represent the remaining external utilities.

How to Update REI-Dimo Equivalents for Security Analysis

In order to illustrate the methods available for updating REI-Dimo equivalents in security assessment systems we assume that each external utility network is represented by an REI-Dimo equivalent with *one (1) REI-Dimo single-load bus* which aggregates the entire company's MW and MVAr load, and *one (1) REI-Dimo equivalent generator bus* which aggregates all the external company's generators and synchronous condensers. Should the external interconnection encompass more than one utility, *an REI-Dimo equivalent shall be formed for each utility and subsequently interconnected through actual tie-lines and/or essential lines and buses from the external system.*

REI-Dimo equivalents for security analysis can be updated:

- *in real-time* with the total company's load and generation data that are readily available in modern energy management systems
- *off-line* with pseudo-measurements such as external company's load and generation data available either by phone or from the operations planning data base.

Generator outages, system or bus load changes and shifts in the external generation and system interchange can be appropriately reflected by simply adjusting the injection(s) on the REI-Dimo equivalent generator bus(es) and REI-Dimo single-load bus(es) used to represent the external system(s).

To the extent the network of REI-Dimo equivalents also contains essential lines and buses, the capability exists to instantly represent line and/or transformer outages, transformer tap changes and shunt capacitor and shunt reactor outages.

Testing and Validating REI-Dimo Equivalents for Secutity Analysis

A critical issue when dealing with external equivalents is how to test and validate them.

As a rule of thumb, after the external area was replaced with an equivalent, e.g., an interconnection of REI-Dimo equivalents, a testing scenario must be defined which covers 100 %, 75 % and 50 % of the system load and combines it with a significant-variety of generation outages and single and double line contingencies in the internal system.

For all the study cases included in the above scenario, *the tie-line MW and MVAr flows must be monitored and compared against values obtained from full power-flow calculations conducted on the complete (unreduced) model.* Monitoring the bus voltage magnitudes on the boundary buses is irrelevant since small errors on these voltages might translate in relatively large errors on the line flows. The methodology for testing and validating of REI-Dimo equivalents has been described in [23] and further illustrated with results from the EPM EMS implementation in [21].

REI-Dimo Equivalents for Steady-State Stability Assessment

Paul Dimo's REI Nodal Analysis methodology also provides special-purpose equivalents, e.g., single-load equivalents suitable for steady-state stability assessment. In order to build such an equivalent, the MW and MVAr generations, bus voltage magnitudes and angles, MW and MVAr loads and network topology from a solved power flow case (base case) must be given. In addition, the transient and synchronous

reactances of all the machines (generators and synchronous condensers) must be provided, along with the reactances of the transformers between machines and the high voltage buses.

The REI-Dimo equivalencing procedure is applied as follows:

- ♦ remove all the active elements with the exception of generators and synchronous condensers
- ♦ define a fictitious single-load REI bus that aggregates the system MW and MVAr load
- ♦ define a fictitious load-neutral bus
- ♦ connect the fictitious load-neutral bus with all the active buses that are to be eliminated with admittances that linearize and replace the removed MW and MVAr loads
- ♦ connect the fictitious load-neutral bus with the single-load REI bus through an admittance calculated in accordance with the Zero Power Balance Network procedure
- ♦ define an internal bus for each generator and synchronous condenser and include it in the set of active buses
- ♦ connect the generator (synchronous condenser) buses with the internal buses through admittances derived from the transient or synchronous reactances of the machines, depending upon the MVAr loading of the unit (also include the transformer's reactance where applicable)
- ♦ calculate the new complex generated powers (same MW but new MVArs) and bus voltages on the internal buses
- ♦ eliminate all the passive buses in the extended network including linearized buses, the fictitious load-neutral bus and all the buses that were passive prior to extending the system with the Zero Power Balance Network and the transient or synchronous reactances of the machines.

The result of this algorithm is a *single-load REI-Dimo equivalent* which encompasses: the system's generators and synchronous condensers represented through the internal nodes behind the transient or synchronous reactance; one single-load REI bus where the entire system MW and MVAr load is concentrated; and the complete set of links between the equivalent's nodes. It can be easily seen that such a model meets the theoretical conditions for the REI-Dimo equivalent to be virtually exact [22], [29].

Overview of the REI-Dimo Approach to Steady-State Stability Assessment

Statement of the Steady-State Stability Problem

Steady-state stability is the stability of the electric power system under gradual or relatively slow changes in load. This concept refers to power system states permanently subjected to *infinitely* small changes. Such states are said to be unstable, from a "static" point of view, if they're unable to provide for uninterrupted service. Instability can be identified either by exact calculations or via practical criteria such as dQ/dV. If the dQ/dV derivative is equal to zero, it is considered that we have to deal with an unstable state.

The phenomenon of steady-state instability doesn't happen at once. The states are said to be *far* or *close* to such a **critical point** depending upon how far or close the dQ/dV derivatives is from zero. One can also use the term *steady-state stability reserve* in conjunction with a given power flow case, to refer to the distance from the critical state.

The conventional method of the small oscillations for estimating the steady-state stability, [2], [4], [8]. [19], [27], [28] consists of examining the eigenvalues of the characteristic equation associated with the system of differential equations that describe the free transient processes after a small disturbance takes place in an automatically controlled power system. The *necessary and sufficient* condition for steady-state stability is that all the real parts of the eigenvalues of the characteristics equation be negative [26, pp.215]. The approach is laborious, computationally intensive and, for practical purposes, requires simplifications (such as neglecting the inertia constants of the machines and representing the loads as constant impedances) that may offset the benefits of an otherwise exact methodology.

In practice, the solution of a high-order characteristic equation is replaced by *algebraic* (Routh-Hurwitz) or *frequency-domain* (Nyquist) criteria. A *necessary* condition for steady-state stability is derived from the Hurwitz criterion by evaluating the sign of the last term of the characteristic equuation, i.e., the load-flow

Jacobian matrix determinant **D**.A change of sign with further loading of the system corresponds to an aperiodic instability. The instability in the form of self-oscillations, however, remains unrevealed by this method [27].

Based on practical considerations, further restrictions can be imposed on the sistem, e.g., we may assume that some operating variables are constant. Then **D** = 0 *practical* criteria can be obtained which are valid within certain limits, e.g.:

- dP/dδ > 0, also known as the *synchronizing power criterion* [2], [4] -- it assumes constant frequency, constant voltages at the nodal point and constant turbine power
- dQ/dV < 0, known as the *reactive power criterion* [2], [9], [27] -- it assumes that frequency is constant, the network consists of a multimachine system having a nodal point and the real power balance is maintained at the load node
- dP/dV < 0, or the *voltage stability criterion* which is typically used in voltage stability assessment [14], [19] and identifies the point of maximum power transfer.

Paul Dimo has shown that, for a system of 1, ..., m generators and synchronous condensers connected radially to a single-load bus (either actual or equivalized) through the admittances Y_1, ... Y_m, the dQ/dV derivative can be computed with formula (1)

$$\frac{dQ}{dV} = \sum_m \frac{Y_m E_m}{\cos\delta_m} - 2\left(\sum_m Y_m + Y_L\right)\cdot V \qquad (1)$$

where:

E_m = internal voltages of machines (assumed to remain constant, unaffected by small adjustments made under steady-state stability conditions);

δ_m = internal angles of the machines with reference to the voltage e on the single-load bus; and the reactive load varies with the square of the voltage in accordance with formula (2):

$$Y_L = \frac{Q_{Load}}{V^2} \qquad (2)$$

He also demonstrated that, for radial networks, dQ/dV = 0 and **D** = 0 occur simultaneously. *The mathematical proof can be found in reference [6, pp.73-74] and is illustrated for a simple network in Appendix.*

The previous analysis allows us to conclude that the:

- point of steady-state instability is also the point of maximum power transfer, as well as the limit of voltage stability
- voltage stability cannot be separated from the system-wide steady-state stability conditions. More exactly, the phenomenon of voltage collapse, which is typically perceived within localized areas, occurs simultaneously with the steady-state instability of the entire system, i.e., when the load-flow Jacobian determinant becomes equal to zero.

REI Nets and Short-Circuit Currents

The REI-Dimo equivalent discussed in the previous sections contains all the generators (represented through transient or synchronous reactances) and a single-load REI bus. The *graph* associted to this equivalent will contain G + 1 buses, where G is the number of generators, and (G + 1) * (G + 2)/2 edges, assuming the graph is complete.

If we now extract the *sub-graph* containing just the single-load REI bus (designated as bus i) and its links (edges) with the generator buses (designated as m), we obtain the ***Radial-Equivalent-Independent (REI) net*** of that bus [7], [9]. Directly associated with the REI net are the of *short-circuit currents:*

The REI net and the short-circuit currents' method of system analysis were amply described in previously published references and will not be addressed herein.

Simplifying Assumptions Used in the REI-Dimo Technique for Steady-State Stability Assessment

Use of an REI Net of Reactances. The first step is to replace the equivalent with an REI Net. For the base case, this substitution is exact and is supported by Fallou's theorem [5], [6], [7], [9]. During case worsening, the approximation implied in neglecting the lateral links of the equivalent is *smaller* than the transmission losses in the entire network. The generated power must cover both the load and the losses. Since the equivalent network has only one load bus, most of the system power flows from generators towards the single-load REI bus and only a small fraction of it circulates on the lateral links.

The next simplification consists of replacing the complex impedances of the REI Net with reactances. Voltages could be recomputed to compensate for this approximation but in high voltage transmission and subtransmission networks the values will be practically the same. In the test cases studied in conjunction with [32] and [33], the R/X ratios for the equivalent's radial branches had values between 0,05 and 0,01, i.e., R was found to be from twenty to one hundred times smaller than X.

Use of dQ/dV in Conjunction with the REI Net . A key simplifying assumption consists of evaluating the steady-state stability via dQ/dV for the REI Net rather than computing the load-flow Jacobian determinant for the entire network. On the one hand, this is possible because the REI Net is extracted from a special form of REI-Dimo equivalent that meets the theoretical conditions for exactness since (a) generators and synchronous condensers are represented in detail, and (b) MW and MVAr loads are aggregated in an equivalent load center [9], [2]]. On the other, the dQ/dV criterion applies to a network of machines connected radially to a single node [27], condition which is clearly met by the topology of the REI Net.

Load and Synchronous Machine Models. The following load and synchronous machine models are used:

- generators and synchronous condensers that didn't reach the Q_{max} limit in the power-flow case are represented through their transient reactance x'_d and the voltage E' behind x'_d
- generators and synchronous condensers that have already hit the Q_{max} limit are represented through their synchronous reactance x_d and the e.m.f E behind x_d.
- the machine models are adjusted during the cas worsening calculations to reflect the discontinuity that occurs when a synchronous machine reaches its maximum MVAr capability
- the load on the single-load bus is modeled as per Hypothesis 3 in the previous section, i.e., as P = const and $Q=YV^2$

Replacing a Series of Load-Flow Computations with the Case Worsening Procedure

The *case worsening procedure* can be used instead of recomputing a series of load-flows if the following conditions are met:

- the network is radial, i.e., precisely the case of an REI Net
- the MW power generated by the machines is delivered without losses at the single-load REI bus, which is true because the REI Net branches have no resistance
- the equivalent system load is varying at constant power factor, which is implied by Hypothesis 3 for the load model
- the internal voltages E' (or E, depending upon whether the MVAr limits were hit) of the machines are constant.

The REI-Dimo case worsening procedure consists of rotating the Nodal Image in small increments and computing, at each step, the system MW generation, the MW and/or MVAr output for each unit, the voltage in the single-load REI bus and the value of dQ/dV. If a machine hits its MVAr limit, a *model correction step* is performed. The process stops when $dQ/dV = > 0$. The last step where $dQ/dV < 0$ is considered to be the *critical state.*

Various rules for loading the generators can be adopted. The easiest method is to *rotate the generators coherently,* i.e., to use the same angle change both for the system vector and for each individual generator. Alternatively, the MW increase determined for the entire system can be absorbed by generators based on AGC or economic dispatch participation factors.

The Distance to Steady-State Instability. The steady-state stability index provides the invaluable ability to answer the stability question with just one single number. But this indicator becomes truly meaningful only after relating it with the *distance* between the current state and the point of instability.

The distance between the current state (base case) and the point of instability is computed as the difference between (a) the critical power and the MW system genetated power in the base case or, alternatively, (b) the dQ/dV value prior to changing from negative to positive and the dQ/dV value for the base case.

REI-Dimo Algorithm for Steady-State Stability Assessment

The method consists of replacing the entire power system with its *nodal image,* i.e., as seen from the single-load REI bus, then computing the

dQ/dV criterion and applying the case worsening procedure by using, as a starting point, the equation associated with the REI net. The dQ/dV criterion is computed with formula (1). If dQ/dV, also referred to as the *steady-state stability index,* is negative, the power system is stable. If dQ/dV > 0, the system is said to be unstable. dQ/dV = 0 indicates the beginning of instability, i.e., the system is theoretically stable but practically it is considered to be unstable.

In addition, the nodal image helps conduct an intuitive reasoning and deduct a number of qualitative aspects of the power system state by noticing that the:

- magnitudes of the phasors Y_mE_m depend upon the field currents of the synchronous machines
- *projections* $Y_mE_m/\cos\delta_m$ indicate the impact of generators and synchronous condensers on the steady-state stability of the power system - this property is used by the steady-state stability assessment software described in [13], [30] and [31] to *rank* the synchronous machines
- angles δ_m of these phasors depend upon the MW loading of the generators - this property is used by the steady-state stability assessment software described in [13], [30] and [31] as an alternate ranking criterion
- bus voltage magnitude V represents the weighted average of the load bus voltages in the actual system and tells us quite a lot about how is the voltage profile of the entire power system.

After the case worsening algorithm has converged and the *critical* power, voltage and system full-load short-circuit current angle have been computed, a power system state is identified where the total generated system MW power is x % below the critical power. This state is calles *marginal state* and corresponds to the hypothetical situation where the total generated power is x % less than the MW power supplied in the critical state, i.e., at the moment of becoming unstable.

The x % value is called the *security margin.* The calculation procedure for identifying the marginal state is as follows:

- if no model discontinuities were detected, reverse the case worsening algorithm from the point of instability backwards until the total generated MW power equals (100- x) % of the critical power.
- if machine model changes took place, use a look-up table to identify the point *approximately* corresponding to (100 - x) % of the critical MW power.

An *optimal* state in regard to steady-state stability is also defined which corresponds to the co-linear position of the full-load short-circuit current phasors of the participating units and, as shown in [7], corresponds to the maximum value of the dQ/dV index.

The Real-Time External Model Computation Function at Empresas Publicas de Medellin

The EPM EMS implementation of the External Model Computation function fulfills the ultimate promise of the EPM EMS security assessment system - a complete base case of the interconnected power system of Colombia that provides for reliable, accurate and dependable contingency evaluation computations.

The non-observable area is divided according to geographical criteria into four external areas, each of which is represented through REI-Dimo equivalents, each of which containing one REI-Dimo equivalent generator, one REI-Dimo single-load bus and essential and boundary buses as needed. The remaining buses, i.e., the non-essential ones, are eliminated. The REI-Dimo equivalents are generated off-line with a software package that was implemented by EPM and subsequently integrated with a Fast Decoupled Load-Flow also developed in house. The program runs an a DEC VAX superminicomputer and the results are transferred into the Modcomp based real-time database.

The external model is then merged with the state estimate and a base case is subsequently obtained by running the real-time Power Flow program. The quality of the base model is measured by the MW and MVAr mismatch at the EPM power system network's boundaries. These values can be seen by the system dispatcher on a display. In case of necessity, the dispatcher can request the execution of the model updating procedure.

A significant benefit achieved by using the REI methodology was an overall *simplicity* which allows the operator to update the external model

quickly and easily. Normally, updates are provided automatically on the communications data link with Interconexion Electrica S.A. (ISA). Should the data link become unavailable, which happens quite often in the actual operation, updates are provided by phone and entered manually by the system operator.

Other equally important advantages of using an external equivalent based on the REI-Dimo technique are the *accuracy* and the *reliability* of the contingency evaluation calculations. *The computed tie-line power flows are virtually identical with the measured ones*. This is because of updating the equivalent with real-time information about the load and generation in each external area and, in addition, the buffering effect provided by essential and boundary buses retained with their true identity.

Last but not least, both the off-line decoupled load-flow program developed by EPM and the real-time power flow software provided by ABB converged *without* dificulties due to modeling and computational provisions to:

- represent the equivalent shunts by using the actual conductance and susceptance values rather than replacing them with power (further mathematical details in Appendix A of [22])
- calculate the B' and B" elements based on the formulae provided in the Appendix of reference [21]

Utility Implementation of REI-Dimo Steady-State Stability Analysis Algorithm

The ability to *instantly* know the maximum power transfer capability of the power system and the distance to the point of voltage collapse and steady-state instability offers significant benefits. In particular, power utilities can realize bigger revenues through increased power sales, reduced power purchases and savings in deferred investments by:

- supplying more load and selling more power without having to add new generation and/or transmission facilities
- reducing the amount of power that may have to be purchased in emergency situations
- delaying costly investments until the system expansion is really needed

The attractiveness of meeting these goals in real-time and operations scheduling motivated the development of the software described in [13], [21], [30] and [31] and recently implemented in two large utilities in the United States and Canada. Known as QuickStab™, the program starts from a solved power flow case and:

- evaluates the steady-state stability index
- determines the total MW generation and the MW loading of each generator for the critical state
- displays the steady-state stability reserve, i.e., the distance between the current state and the critical state, in a suggestive, easy-to-understand graphical format
- ranks the generators and the synchronous condensers based on the risk of causing steady-state instability and, separately, in accordance with the size of their internal angles
- computes the MW loading of generators for the *optimal* state
- provides additional information that can help you develop a quick remedial action strategy.

The software can be used as a stand-alone, fully interactive application or in conjunction with other security assessment programs. The source of the computational modules, provided as an option, is fully compatible with the ANSI C standard and can be recompiled *without change* for other operating systems.

Implementation Highlights

The program represents the generators and synchronous condensers by the transient reactance for states where the maximum reactive capabilities of the unit were not reached or the synchronous reactance if the machine hit its maximum MVAr limit. The real part of the system load is modeled as a constant MW power. The reactive part is assumed to vary proportionally with the square of the voltage.

In order to determine the critical state, QuickStab™ takes into account the maximum MW and maximum MVAr limits of generators and synchronous condensers or, optionally, just the maximum MVAr limits. In both cases, QuickStab™ also determines the marginal state. The percentage value for the security margin and option to select MW and MVAr limits or, alternatively, just the MVAr limits can be changed interactively by the user or reset by a parent process.

The input consists primarily of a base case power-flow that describes the operating conditions

of the power system. In real-time, the current system conditions are determined by the state estimation and external model computation programs. In operations planning, the current system conditions are given by a solved power-flow case. A flat file (pseudo) relational data format is used thus making it easy to interface QuickStab™ with other applications regardless of operating system. Data format conversion from the IEEE Common Exchange Format is performed automatically. The ability is also provided to convert power-flow data from any other format by calling a third-party data translation program and using it interactively, directly from QuickStab™.

QuickStab™ offers a broad selection of graphics screens and tabular displays where you can examine the results and review the input data. The steady-state stability reserve is shown on:

- *one-needle speedometer* charts calibrated in MW, where the needle position corresponds to the total system MW for the current state
- *tow-needles speedometer* charts calibrated in dQ/dV units with one needle for the current state and a second needle for the optimal state
- *two-speedometers* charts where the one-needle speedometer and the two-needles speedometer are displayed side-by-side.

The unit ranking is visualized through bar graphs in unit impact windows. When both windows are open you can switch between them, scroll the bar graphs and instantly identify the dangerous units and the machines that can pick further load without risk of causing steady-state instability.

Results computed with alternate Q_{max}/P_{max} options are compared on *four-box* charts, which provide the same information as a pair of two-speedometers charts, one for each computational option. In addition, the capability is provided to compare the results from various system loading and/or contingency scenarios by using the option to *continuously scan* an entire list of previously cases as a continuous presentation.

Significant Features

The most significant QuickStab™ features include:

- *speed* - the solution technique is *intrinsically fast* and makes it possible to use the program in real-time
- *reasonably accurate prediction of the point of steady-state instability* - the accuracy of the REI-Dimo technique was successfully demonstrated in [24], [32] and [33] where the results obtained with the REI-Dimo algorithm compared favorably with those produced by a steady-state stability assessment program that evaluates the eigenvalues of the characteristic equation [34]
- *instant corrective action strategy* - the program computes the unit MW schedules that meet the current system load while maximizing the distance to the steady-state instability point
- *user-friendly computer interface* - QuickStab™ produces the output results in a suggestive, easy-to-understand graphical format and is driven by a simple, easy-to-use and easy-to-learn user-computer interface
- *simple date interface* - the input and output data interface uses a simplified relational format that makes it easy to integrate QuickStab™ with other applications
- *large system sizing capabilites* - the program can accommodate power system with up to 800 buses 1200 lines in 640 kbytes of real memory and up to 1500 buses and 2100 lines in 8 Mbytes of extended memory
- *ability to migrate to UNIX* - the computational modules are written in ANSI C and call functions from an ANSI C compatible library; the optional source of QuickStab™ computational modules and support library allows you to port them to *any* computer that comes with an ANSI C compiler.

Conclusions

The REI-Dimo nodal analysis, developed by Paul Dimo in Romania in the 1960s, provides fast and reasonably accurate solutions to security analysis, steady-state stability assessment and other difficult problems.

The REI-Dimo approach to equivalencing was introduced in the United States in the mid 1970s and subsequently implemented in a number of utilities. More recently, the REI-Dimo steady-state stability analysis methodology was evaluated and subsequently introduced in the United States and Canada.

This paper describes two of the most recent applications of Paul Dimo's Nodal Analysis - a real-time implementation of the REI-Dimo equivalent for secutity analysis, and a fast voltage and steady-state stability software that uses the REI-Dimo methodology for steady-state stability assessment.

It is safe to state the theoretical background and the testing and operational results obtained to date with REI-Dimo algorithms for power system equivalencing and voltage and steady-state stability assessment recommend them for both real-time and off-line use in the power utility industry.

REFERENCES

[1] Adapa, Rambabu, *Research Update: Steady-Stability Monitor,* EPRI Journal, October/November 1991, pp.36 - 39

[2] Anderson, P.M., Fouad, A.A. *Power System Control and Stability,* The Iowa University Press, Ames, Iowa, 1990

[3] Barret, J.P. *L'incident vu par la simulation* Revue Générale de l'Electricité, tome 4, avril 1980 (special issue dedicated to the analysis of the December 19, 1978 blackout in the French interconnected power system)

[4] Cray, S. *Power System Stability,* General Electric Series, 3rd edition, October, 1955

[5] Dimo, P. *Analiza nodală a sistemelor Electroenergetice* (Nodal Analysis of Power Systems, in Romanian language), Editura Academiei, Bucharest, Romania, 1968

[6] Dimo, P. *L'Analyse des Réseaux d'Energie par la Methode Nodale des Courants de Court-Circuit,L'Image des Noeuds,* R.G.E., Paris, 1962, Vol. 71, 3, 151-175

[7] Dimo, P. *Les Models REI: Solution Générale pour l'Informatique des Réseaux d'Energie,* Prix Montefiore 1980, Institut d'Electricite Montefiore, Univ. of Liege, Belgium

[8] Dimo, P. *Etude de la Stabilite Statique et du Reglage de Tensions,* R.G.E., Paris, 1961, Vol.70,11,552 - 556

[9] Dimo, P. *Nodal Analysis of Power Systems,* Abacus Press, Kent, England, 1975

[10] Dobson, I.I. Liu. *Immediate Change in Stability and Voltage Collapse when Generator Reactive Power Limits are Encountered,* in Proc. of the International Seminar on Bulk Power System Voltage Phenomena II (pp. 65 - 74)

[11] Dopazo, J.F., Irisarri, G., Sasson, A.M. *Red-Time External Equivalent for On-Line Contingency Analysis,* IEEE PES Summer Meeting 1978, paper F 78 674-4

[12] DyLiacco, T.E., Savulescu, S.C., Ramarao, K.V. *An On-Line Topological Equivalent for a Power System,* IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS-97, Sept-Oct., 1978, pp. 1550-1563

[13] Erwin, R.S., Oatts, M.L., Savulescu, S.C. *Predicting Steady-State Instability* - IEEE Computer Applications in Power, Volume 7, Number 3, July 1994, pp. 10 - 15

[14] Fink, L.H. (Editor) *Bulk Power System Voltage Phenomena II - Voltage Stability and Security,* Proc. of the International Seminar, Deep Creek Lake, MD, 4 - 7 Aug. 1991

[15] Hao, S., Papalexopulos, A. *External Network Modeling for Optimal Power Flow Applications,* Paper 94 SM 598-3-PWRS, presented at IEEE PES Summer Meeting, July 24-28, 1994, San Francisco, California

[16] Ionescu, S., Ungureanu, B. *The Dual Power States and Voltage Collapse Phenomena,* Revue Roumaine des Sciences Techniques, Serie Elect. et Energ., Tome 26, No.4, pp. 545-562

[17] Jaramillo, J. G., Paternina, E.M., Hoyos, L.A. *External Equivalent for Empresas Publicas de Medellin, IV* Simposio Latino Americano sobre Centros de Control, Rio de Janeiro, Brazil, 1984

[18] Kato, K., Snyder, Jr. W. L., Vemuri, S., Papalexopoulos, A.D., Oatts, M. L., Coutaxis, G.C., Singh, J., Smith, R.A., Savulescu, S.C. *External Network Medeling - Recent Practical Experience,* IEEE transactions on Pow. Sys., Vol. 9, No. 1, February, 1994, pp. 216 - 228

[19] Navarro-Perez, R., Trada, R.B. *Voltage Collapse or Steady-State Stability Limit,* in Proceedings of the International Seminar on Bulk Power System Voltage Phenomena II ([14] above, pp. 75 - 84)

[20] Oatts, M. L., Erwin, S.R., Hart. J.L. *Application of the REI Equivalent for Operations Planning Analysis of Interchange Schedules,* PICA'89 Conference, IEEE Trans. on Pow. Sys., Vol. 5, No.2, May 1990, pp. 547 - 555

[21] Paternina, E. P., Jaramillo, J. G., Savulescu, S.C. *Operational Experience with the Real-Time Security Assessment System of Empresas Publicas de Medellin,* National Energy Conference, June 15 - 18, 1992, Neptun, Romania

[22] Savulescu, S.C. *Equivalents for Security Analysis of Power Systems,* IEEE Trans. on PAS, Vol. Pas-100, No.5, May 1981, pp. 2672 - 2682

[23] Savulescu, S.C. *Desing and Testing Criteria for External Equivalents Programs,* in Planning and Operations of Electric Energy Systems, Pergamon Press, Oxford, 1986

[24] Savulescu, S.C., Oatts, M. L., Pruitt, J.G., Williamson, F.,Adapa, R. *Fast Steady-State Stability Assessment for Real-Time and Operations Planning,* IEEE Transactions on Power Systems, Volume 8 T-PWRS, November 1993, pp. 1557 - 1569

[25] Tinney, W.F., Powell, W.I. *The REI Approach to Power Network Equivalents,* PICA'77 Conference, May 1977, Toronto, Canada

[26] Van Cutsem, Th. *Voltage Collapse Mechanisms - A Case Study,* in Proceedings of the International

Seminar on Bulk Power System Voltage Phenomena II ([7] above, pp. 85 - 102)

[27] Venikov, V.A. *Transient Processes in Electrical Power Systems,* English translation, MIR Publishers, Moscow, 1977

[28] Venikov, V.A., Stroev, V.A., Idelchick, V.I., Tarasov, V.I. *Estimation of Electrical Power System Steady State Stability in Load Flow Calculations,* IEEE Trans. on Pow. App. Sys., Vol. PAS - 94, May/June, 1975, pp. 1034 - 1041

[29] Wu, F.F., Narasimhamurti, N. *Necessary Conditions for REI Reduction to be Exact,* IEEE PES Winter Meeting 1979, Paper A 79 065-4

[30] * * * *QuickStab Evaluates Steady-State Stability,* IEEE Computer Applications in Power, Volume 7, Number 2, April 1994, page 58

[31] * * * *QuickStab - A Fast, Versatile and User - Friendly Program that Tells You Instantly How Much Power Your System Can Generate without risk of Voltage Collapse or Steady-State Instability,* SCS Computer Consulting News, April, 1994, SCS Computer Consulting. 140-74 34th Avenue, Suite # 1D, Flushing, New York 11354, U.S.A.

[32] * * * *Power System Steady-State Stability Monitor Prototype,* EPRI Final Report EPRI TR-100799, July 1992

[33] * * * *Power System Steady-State Stability Monitor,* EPRI Final Report TR-103169, December 1993

[34] * * * Electric Power Research Institute - *Small Signal Stability Analysis Program Package,* Version 2.0 User Manual, EPRI EL-6678, Project 2447-1, Final Report, January 1990

[35] * * * Electricite de France - *Special Issue Dedicated to Dimo's Nodal Analysis,* Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, Serie B, No. 2, 1982

Referent:dr. ing. Jean Constantinescu - ICEMENERG

(Primit la 6 septembrie 1994, acceptat la 21 noiembrie 1994)

Informaţii

Sărbătorirea împlinirii a 125 de ani de iluminat stradal în Timişoara a fost marcată prin festivităţile din 11 - 12 noiembrie a.c. la nivel de municipiu, sub patronajul Filialei de Reţele Electrice şi a Filialei Electrocentrale din Timişoara.

Tot cu ocazia împlinirii a 125 de ani de iluminat stradal a avut loc în 17 - 18 noiembrie 1994 Conferinţa de Electroenergetică, activitate cuprinsă în programul manifestărilor ştiinţifice pe anul 1994 al RENEL-ului şi organizată de Catedra de Electroenergetică a Facultăţii de Electrotehnică din Timişoara, cu sprijinul filialelor deja amintite.

Conferinţa a fost structurată pe patru secţii:

1. Optimizarea proiectării şi exploatării aparatelor şi echipamentelor electrice.
2. Producerea, distribuţia şi utilizarea energiei electrice.
3. Automatizarea, conducerea şi informatizarea sistemelor electroenergetice.
4. Iluminatul - element definitoriu al ambientului urban.

Lucrările secţiunii a patra au fost conduse de specialişti de la S.C. ELBA S.A. Timişoara, societate care a contribuit la desfăşurarea în bune condiţii a întregii conferinţe.

Din totalul celor 138 de lucrări înscrise au fost susţinute 90. Au participat 186 de specialişti din domeniul electroenergetic de la universităţile tehnice, ICEMENERG, ISPE, din centralele şi filialele RENEL-ului, precum şi specialişti din Germania, Austria, Elveţia, Ungaria şi Republica Moldova.

La succesul conferinţei au contribuit şi firme autohtone şi din străinătate, prin expoziţia de profil organizată în holul Facultăţii de Electrotehnică.

Prof. dr. ing. Corneliu Velicescu
Universitatea Tehnică, Timişoara

REI-Dimo model of equivalence acquired a world-wide unanimous recognition. The model has practically no limits of application in power system analyses.

For the long and mid-term power system dynamics simulation the errors on the reduced model could become unacceptable due to the large changes of the regime variables.

The paper describes some particular techniques for building reliable dynamic REI equivalents and adjusting them in the development of the studied transient process.

ADJUSTABLE REI-DIMO EQUIVALENTS FOR LONGER-TERM POWER SYSTEM DYNAMICS SIMULATION

JEAN CONSTANTINESCU *

Descriptori: sistem electroenergetic, simulare regim dinamic, concepte REI

1. Introduction

The simulation of the power systems longer-term dynamics (mid - and long-) encounters particular modelling difficulties. Computation involves a great amount of data, largely affected by uncertainties. Events scenarios are generally complex and hardly predictible. Interpreting the simulation results is not an easy task due to the model complexity and the wide range of the possible regime trajectories, as well.

REI-Dimo Equivalents represent a powerful tool for data concentration. Their application ensures, together with a cheapening of calculus, a way to diminish the above mentioned difficulties. If for a number of system components "standard" information is used instead of the actual parameters, the REI approach reduces the level of errors through an inherent compensation.

The necessary number of scenarios and, of potential solutions correspondingly, can be strongly decreased thus enabling the reduction of risks for the non-identification of critical situations.

The external influences upon the network study zone - preserved in its true identity - can be much simplier characterised and hierarchized than on an extended power system representation.

However, the integration of the REI-Dimo equivalents within the long - and - mid-term simulation models rises a particular difficulty due to the fact that the model variables have excursions within a larger domain than in any other system analyses.

* Energy Research and Modernising Institute - ICEMENERG, Bucureşti

It is well known that any equivalent model can be rigurously valid, meaning it can correctly represent the corresponding eliminated part of the network, only in the very regime that served as a base for its derivation.

Only in this initial regime the caracteristics of power units, consumers and network elements, both in the equivalent and in the unreduced model, can be fully matched.

As a matter of fact, in order to ensure a reasonable adequacy of the reduced model during all transient process, the following three modelling problems have to be solved:

- a proper grouping of generators and consumers that are designated for certain REI nodes (coherence problem)
- a proper dynamic representation of eliminated (consolidated) generators and loads by the respective equivalents in REI nodes
- a procedure to systematically adjust the equivalent model, triggered by a certain qualitative criterion.

Due to the strong nonlinearities of the power system component models, accurate solutions to these problems cannot be found. Different simplified hypothese or even empirical procedures could yield acceptable results if they are based on power system and study particularities and on extensive tests.

2. Guidelines for grouping/representing generators and loads

In Paul Dimo's approach, the equivalencing problem implies a thoroughly reorganisation of the

power system model with the aim to

- preserve a **study area** in its "true identity" as the author used to say,

- represent the **external influences** on the study area regime by an adequate number of REI schemes (fig.1).

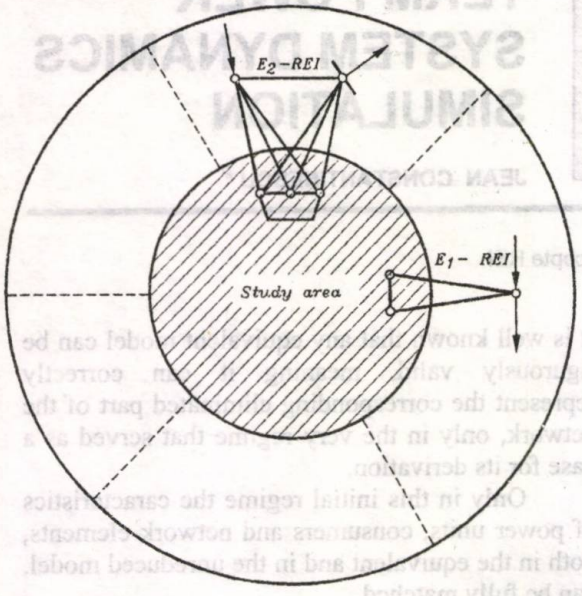


Fig.1. Representation of neighbouring zones of the power system study area by REI - Dimo models

The external representation keeps nothing of the original structure of the network. The REI nodes consolidate equivalised generators and consumers taking into account both the location within the network, and also their main characteristics.

Loads and **generators** should be grouped on the basis of a coherence criterion as against a certain disturbances (s).

Load nodes should be grouped depeding on the dispersia of the voltage variation. The following load nodes should not be eliminated either: nodes near the disturbances locations; those defining the study area boundary or required for network protection/automation representation; those creating - if eliminated - an unreasonable large number of new network elements.

A variety of coherence criteria could be applied for grouping **generators** depending mainly on the different similarities or on the impact on the phenomena within the study area, for instance: relative initial accelerations, similarity of models, "electric distance" to the study area, modal criteria etc.

Of particular importance in longer-term dynamics is grouping on the load control similarity criterium. Also, generators near the disturbances or those required for the representation of a certain power system defence automation should not be eliminated.

3. Load equivalent parameters

Considering a simple load model of the from,

$$P_L = P_0 U^{kp} \omega^{\alpha_p} \quad (1)$$

$$Q_L = Q_0 U^{kQ} \omega^{\alpha_q} \quad (2)$$

and as coherence criterion, an unique relative voltage variation at all consolidated load nodes (i), the following equivalent parameters are simply obtained:

$$k_p = \frac{\sum_i P_i k_{Pi}}{\sum_i P_i} \quad (3)$$

$$k_Q = \frac{\sum_i Q_i k_{Qi}}{\sum_i Q_i} \quad (4)$$

Obviously, the modelling errors depend on the extent to which this ideal coherence criterion is confirmed.

4. Power units equivalent parameters

One of the most important generator parameter for electromechanical transient stability is inertia constant. REI generator inertia constant should be computed so that the movement of this equivalent machine represent in a certain degree an "average speed" of the consolidated generators.

The simplest approach is to consider an ideal coherence i.e. an unique acceleration. This hypothesis produces the well known computation formula $T_e = \sum T_i$

To compute other power unit equivalent parameters (symbolically noted by Ke), particularly those associated to load control,relatively good

$$K_e = \sum_i K_i F_i, \qquad F_i = \frac{T_i S_{ni}}{\sum_j T_j S_{nj}} \qquad (5)$$

The equivalent inertia constant has to reflect not only the corresponding parameter of the equivalised generators but also their location within the electric network.

An algorithm reaching such a goal is briefly developed further on.

Conventionally, at a given moment of the transient process, the generated active power may be expressed as a sum of two coponents: one having a constant value and other depending on the rotor acceleration:

$$P_g = P_g^0 + P_a \qquad (6)$$

where P_g^0 is the power generated in the initial state ($a = 0$) and P_a depends on the accelaration ($P_a = -T.a$).

When computing the admittances of the ZPB network elements, only passive components P_g^0 are used (linearized). The power component ($- T_m a_m$) can be formally localized in the respective node (m), as it is shown in figure 2, though initially the accelerations are equal to zero.

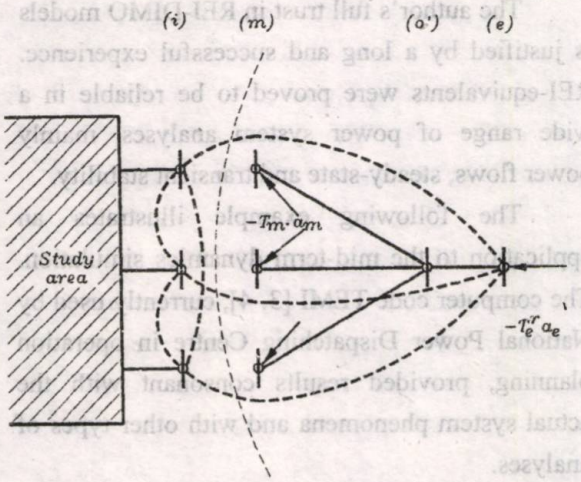


Fig.2. Treatment of acceleration components of generated power.

The network scheme is normally reduced by Gaussian elimination, components ($-T_m a_m$) being successively "thrown" to the neighbouring nodes.

Finally, a power component that can be expressed as $\left(-T_e^r a_e\right)$ is accumulated at REI-node. On the coherence criterium basis (equality of the accelerations) the procedure can be applied in a straitforward way by "throwing" only inertia constants, thus yielding T_e^r.

5. Updating of REI-Dimo models during transient process

The essential property of ZPB network - lying at the foundation of REI-Dimo models - is the absence of the power losses. If the voltage of O' nodes is chosen zero (fig.3), this property is expressed by the well known equation,

$$-Y_e U_e^2 = \sum_m Y_m U_m^2 \qquad (7)$$

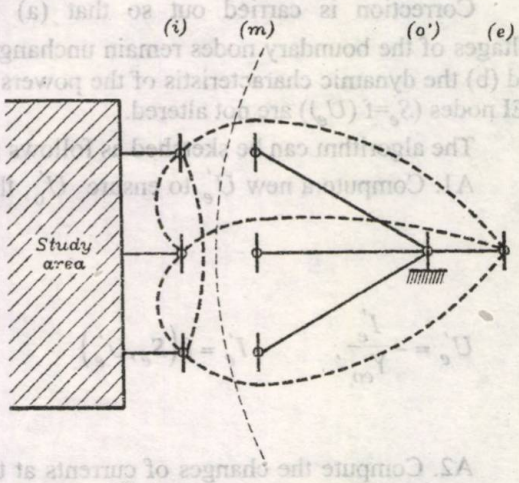


Fig.3. Zero power balance network.

But the model is built to serve for determination of changed power system states. In these subsequent states the model preserves this basic property if a similar equation is valid,

$$-Y_e\left(U_e + \Delta U_e\right)^2 = \sum_m Y_m\left(U_m + \Delta U_m\right)^2 \qquad (8)$$

or,

$$-Y_e U_e^2\left(1 + \frac{\Delta U_e}{U_e}\right) = \sum_m Y_m U_m\left(1 + \frac{\Delta U_m}{U_m}\right)^2 \qquad (9)$$

Obviously eq.(8) is valid at least in case all voltages have a relative identical variation, meaning:

$$\frac{\Delta U_e}{U_e} = \frac{\Delta U_1}{U_1} = \frac{\Delta U_2}{U_2} = \ldots \qquad (10)$$

In such a conformity change,

- the terms respresent power injections provided O' node voltage, is still zero ;

- the equivalent powers in REI node, affected by the respective generator/load dynamic characteristics, still represent precisely the power injections of (m) nodes.

The lack of conformism and therefore, of nonaccurancy, is rendered evident by emerged power losses within ZPB network and by a change of node O' voltage values.

This last aspect was taken as a criterium in our procedure for updating equivalent model.

To this aim "zero voltage corrector (ZVC) networks" are introduced to bring O' nodes voltages to their initial values.

Correction is carried out so that (a) U_i voltages of the boundary nodes remain unchanged and (b) the dynamic characteristis of the powers at REI nodes (S_e=f (U_e)) are not altered.

The algorithm can be sketched as follows :

A1. Compute a new U'_e to ensure U'_o, that is

$$U'_e = -\frac{I'_e}{Y_{eo}}; \qquad I'_e = f\left(S_e, U'_e\right)$$

A2. Compute the changes of currents at the boundary (*i*) nodes, and the corresponding correction admittances, due the change of U'_e voltages

$$\Delta I_i = Y_{ie}(U'_e - U_e)$$

$$\Delta Y_i = \frac{\Delta I_i}{U_i}$$

A3. Compute the correction admittance at (e) node :

$$\Delta I_e = \sum_i \Delta I_i$$

$$\Delta Y_e = -\frac{\Delta I_e}{U'_e}$$

(Note : it was assumed that $\sum_i I_i = \sum_m I_m$)

A4. After the insertion of ZVC network within the equivalent model (fig.4), node O" is removed by a star-triagle transformation.

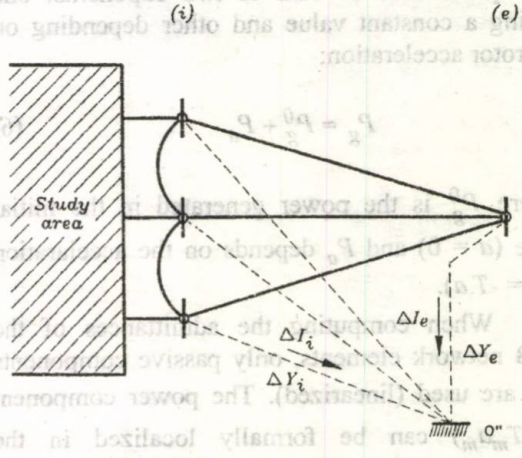


Fig.4. Zero voltage corrector network.

6. Results

The author's full trust in REI-DIMO models is justified by a long and successful experience. REI-equivalents were proved to be reliable in a wide range of power system analyses, mainly power flows, steady-state and transient stability.

The following example illustrates an application to the mid-term dynamics simulation. The computer code TEMI [3, 4], currently used by National Power Dispatching Centre in operation planning, provided results consonant with the actual system phenomena and with other types of analyses.

The represented network comprises 268 nodes of 400, 220 and 110 kV (fig.5), at which a number of 49 real or equivalent power units are connected.The sistem load is roughly 6000 MW.

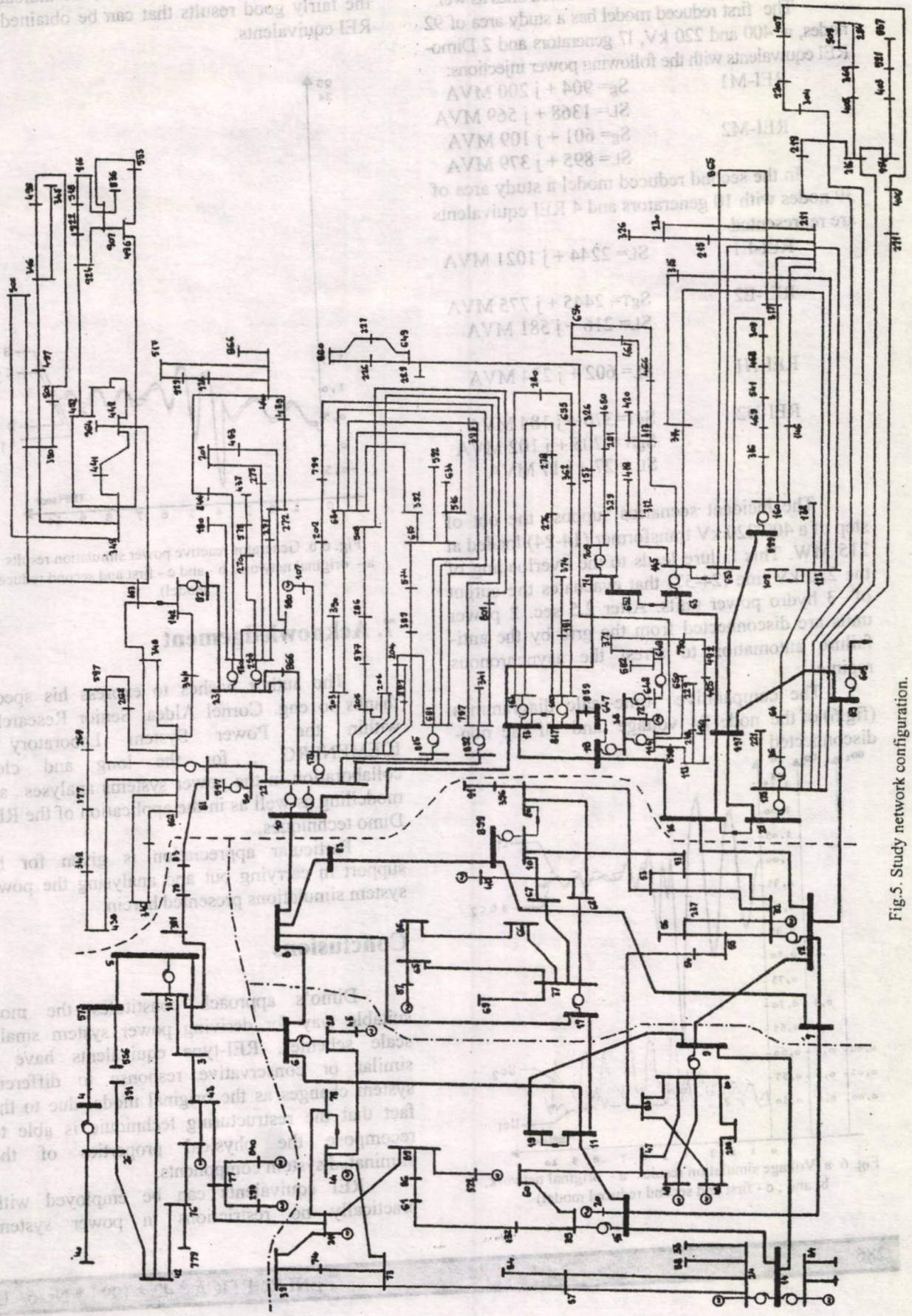


Fig.5. Study network configuration.

The simulation was carried out on this power system configuration and on two reduced ones as wel.

The first reduced model has a study area of 92 nodes, at 400 and 220 kV, 17 generators and 2 Dimo-REI equivalents with the following power injections:

REI-M1	S_g= 904 + j 200 MVA
	S_L= 1368 + j 569 MVA
REI-M2	S_g= 601 + j 109 MVA
	S_L= 895 + j 379 MVA

In the second reduced model a study area of 39 nodes with 10 generators and 4 REI equivalents are represented

REI-E1	S_L= 2244 + j 1021 MVA
REI-E2	S_{gT}= 2445 + j 775 MVA
	S_L= 216 + j 581 MVA
REI-N1	S_L= 602 + j 254 MVA
REI-N2	S_{gT}=370 + j 184 MVA
	S_{gH} = 205 + j 102 MVA
	S_L = 27 + j 17 MVA

The incident scenarios suppose the out of step of a 400/220 kV transformer (14-24) loaded at 215 MW. This failure leads to the overloading of the 220 kV line (24-57) that evacuates the output of 3 hydro power units. After 2.5 sec. 2 power units are disconnected from the grid by the anti-failure automation to arrest the asynchronous regime.

The comparative time-scale diagrammes (fig.6) of the node 24 voltage and of the non-disconnected

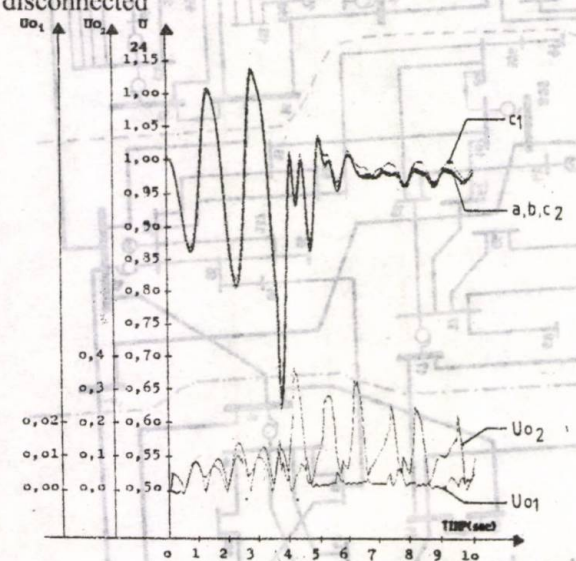


Fig. 6 a. Voltage simulation results: a - original network, b- and ; c - first and second reduced model)

generator reactive power, offers an indication of the fairly good results that can be obtained using REI equivalents.

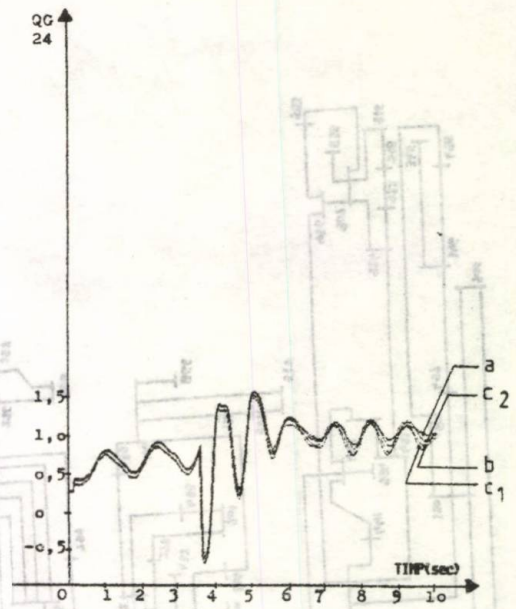


Fig. 6 b. Generator reactive power simulation results: a - original network, b - and c - first and second reduced model).

7. Acknowledgement

The author wishes to express his special thanks to eng. Cornel Aldea, Senior Researcher within the Power System Laboratory - ICEMENERG , for the long and close collaboration in the power systems analyses and modelling as well as in the application of the REI-Dimo techniques.

Particular appreciation is given for his support in carrying out and analysing the power system simulations presented herein.

Conclusions

Dimo's approach constitutes the most suitable way for deriving power system small-scale schemes. REI-type equivalents have a similar or conservative response to different system changes as the original model due to the fact that the restructuring techniquie is able to recompose the physical properties of the eliminated system components.

REI equivalents can be employed with practically no restrictions in power system

analyses. In longer-term system dynamics the accuracy can be significantly improved by adjusting the REI elements with the procedure described in this paper. The procedure is reliable and simply to apply.

SYMBOLS USED IN THE PAPER

U,I	=	voltage and current magnitudes ;
P,Q	=	active and reactive power components;
S	=	apparent power components;
Y	=	admittance;
a	=	angular acceleration;
T	=	inertia constant ;
ZPB	=	acronym for the zero power balance network;
ZVC	=	acronym for the zero voltage corrector network;
gT(gH)	=	thermal (hydro) power unit;

REFERENCES

[1] Dimo, P. *Nodal Analysis of the Electric Power Systems,* Editura Academiei, Bucureşti . Eyroller, Paris, 1971; Mir Publisher, Moscow, 1973; Abacus Press, London, 1975

[2] Dimo, P. *Réseaux REI : Models souples des réseaux étendus; systemes a niveaux hierarchiques multiples,* CIGRÉ paper 32-03, aug.-sept.1980

[3] Constantinescu, J. *Midterm Transient Process with Dimo-REI Models (Part I).* In : Rev.Roumaine Sci.Techn.-Electrotechn. et Energ., 1983,28,1,p.45-60

[4] Constantinescu, J. *Midterm Transient Processes with Dimo-REI Models* (Part II) In: Rev. Roumaine Sci Techn.-Electrotechn. et Energ., 1985,30,3,p.337-344.

Referent: dr. ing. Eugeniu Pavel - redactor şef al revistei Energetica

(Primit la 4 octombrie 1994, acceptat la 21 noiembrie 1994)

Manifestări tehnico-ştiinţifice

CONFERINŢA INTERNAŢIONALĂ "TRĂSNETUL ŞI MUNTELE"

Chamonix - Franţa

În perioada 5 - 9 iunie 1994 a avut loc la Chamonix - Franţa Conferinţa Internaţională "Foudre et Montagne (Trăsnetul şi Muntele)" organizată de către Societatea Electricienilor şi Electroniştilor (SEE) din Franţa şi de către Clubul Alpin Francez (CAF). La lucrările conferinţei au participat circa 800 de specialişti din diferite ţări, unii dintre ei fiind personalităţi ştiinţifice în domeniul fenomenologiei trăsnetului şi ale efectelor sale (G. Berger, C. Bouquegneau, G. Gary, M. Ianoz, E.P. Krider, R. Waters etc.).

Din ţara noastră au participat : prof Gleb Drăgan - din partea Societăţii Române de Energetică, prof. Dorin Cristescu şi şef lucrări Ştefania Ioan - din partea Universităţii "Politehnica" Bucureşti.

Lucrările s-au desfăşurat pe mai multe secţii, modul de organizare permiţînd participarea practic la toate secţiile.

Secţia 1 s-a referit la caracteristicile manifestărilor oragioase în zone montane. Domeniile importante prezentate în cadrul acestei secţii au cuprins: cercetări efectuate în laboratoare sau pe baza modelelor analitice privind parametrii manifestărilor oragioase, precum şi analiza comportării instalaţiilor electrice sau ale clădirilor din zonele muntoase la loviturile de trăsnet.

Secţia 2 a avut ca obiect de bază prezentarea cunoştinţelor actuale în domeniul trăsnetului. Pe baza unor cercetări ample, prin trimiterea de rachete pentru captarea trăsnetului (Franţa, SUA), prin măsurarea, cu mijloace experimentale deosebite, a unor parametri, cum ar fi, de exemplu, forma şi intensitatea curentului, intensitatea cîmpului electric şi a cîmpului magnetic la dezvoltarea unor descărcări atmosferice (Canada, Japonia), modelarea în laborator sau pe cale analitică a trăsnetului (Franţa, Italia, România), s-au obţinut numeroase informaţii care permit să înţelegem mai bine acest fenomen complex.

Secţia 3 s-a referit, în principal, la efectele loviturilor de trăsnet asupra instalaţiilor electrice (de energie electrică sau de transmisiuni), asupra clădirilor sau asupra omului.

Din partea specialiştilor români s-au prezentat în total şapte lucrări care s-au referit la: simularea în laborator a impactului la sol-D. Cristescu, C. Gary, compatibilitatea parametrilor ce exprima nivelul keraunic dintr-o regiune - A. Popa, nivelul keraunic în zonele montane în comparaţie cu nivelul keraunic din zonele plate din România - G. Drăgan, P. Postolache, V. Râmniceanu, F. Bădulescu, L. Drăgan, protecţia staţiilor electrice împotriva supratensiunilor atmosferice - A. Popescu, F. Vatră, M. Iulian, canalul de trăsnet descendent şi linia aeriană la înaltă altitudine - S. Hurdubeţiu, efectul trăsnetului pe liniile de telecomunicaţii - B. Nicoară, S. Ioan, trăsnetul şi reţelele electrice de înaltă şi foarte înaltă tensiune în regiunea Rhone - Alpes - D. Cristescu, P. Postolache.

Este de menţionat atenţia care s-a acordat la această conferinţă efectelor loviturilor directe şi indirecte ale trăsnetului asupra omului. Cu această ocazie s-au prezentat, de către ingineri şi medici, numeroase lucrări referitoare la aspectele psihosociale şi psihopatologice, precum şi la recomandări patologice.

Paralel cu lucrările pe secţii au fost organizate o masă rotundă **"Trăsnetul şi reţelele electrice"**, precum şi mai multe conferinţe publice: *De la mitologiile antice la descoperirile sec. al 18 -lea* (C. Gary), *De la fizica trăsnetului la efectele asupra omului* (dr. J. Cabane), *Trăsnetul : cunoştinţele asupra fenomenului şi măsurile de protecţie* (C. Bouquegneanu, J. Foray).

Prin tematica deosebit de interesantă, prin organizarea excelentă, precum şi prin posibilitatea unor schimburi de opinii între specialişti, conferinţa a constituit un real succes.

Prof. dr. ing. Gleb Drăgan
Membru corespondent al Academiei Române

THE REI CONCEPTS AND THEIR INFLUENCE IN THE DEVELOPMENT OF STATIC NETWORK EQUIVALENTS

This paper focuses on the role of network equivalents in static power system studies for planning and on-line security analysis applications. The novel REI concepts pioneered by Paul Dimo and the significant influence they had on the development of network equivalents are reviewed. The Dimo contribution was instrumental in shaping virtually all the developments in power system static equivalents. The importance of the influence is assessed.

GEORGE GROSS and DAVID J. FINLAY *

Descriptori: sisteme electroenergetice, echivalenți, concepte REI

Introduction

The increasingly larger interconnected electrical systems in operation today have led to correspondingly larger networks for their representation in planning and operations studies. The effective performance of such studies requires the judicious use of equivalents for representing those parts of the interconnected system that are *external* to the *internal system* which is the focus of interest in a particular study. This paper discusses the influential role of the REI concepts pioneered by Paul Dimo in furthering the state-of-the-art in the development of power system network equivalents for static (load flow) analysis.

The impetus for the initial efforts in the development of network equivalents was given by the limited capabilities of the early computing equipment and tools. For example, the classical Ward equivalent was developed for load flow studies in light of the limitations of the network analyzer. As computing horsepower increased and larger and faster computers became more widely available the interest in equivalents diminished and the area was essentially in a state of dormancy until the REI concepts of Dimo came to be known outside Romania. The pioneering work of Dimo was presented in French in 1971 [2] and in English translation in 1975 [4]. However, is was not until 1977 that these concepts received the wider exposure in the paper of Tinney and Powell [5].

The REI concepts of Dimo were to influence all future work in equivalents. Their introduction coupled with the emerging need of developing the so-called external equivalents for use in security analysis applications, fueled directly and indirectly a large body of work [5]- [25].

This short paper reviews the nature of the network equivalent problems, discusses the REI concepts developed by Dimo, and evaluates its influence in the context of the developments in this field during the nearly two decades since it was made accessible to the power system community outside Romania. It will be shown that the Dimo concepts were instrumental in virtually all the developments in this area and consequently Dimo's importance to the network equivalents area is significant.

The Network Equivalent Problem

In performing a load flow analysis of a large interconnected network, certain parts of the network

* Department of Electrical and Computer Engineering University of Illinois at Urbana-Champaign, IL 61801, USA.

need not be represented in the same level of detail as the portion of the network on which the study focuses. The non-required parts of the network may be reduced and replaced by a *network equivalent*.

To be more specific, let us term the portion of the network whose solution is of interest the *internal system*. All other parts of the network interconnection, then, constitute the *external system*. We define a *boundary* bus as a node in the external system which is directly connected to one or more nodes in the internal system. The real and reactive line flows along the tie lines connecting the boundary nodes to the internal system are called the *boundary line flows*.

The network equivalent retains the boundary nodes plus any other buses in the external system

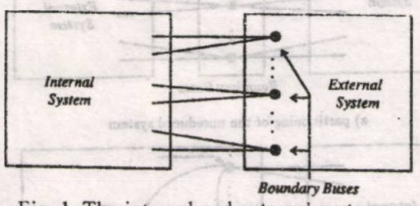


Fig. 1. The internal and external systems.

that may be designated and eliminates all other nodes. The extent to which portions of the external system are retained is a function of the approach used for construction of the equivalent. It is usual to adopt the terminology of *outer external system* for the eliminated portions and *inner external system* or *buffer zone* for the retained portion of the network. The *network equivalent* results from the elimination of the nodes of the outer external system and the retention of the inner external system. The so-called *study system* is the internal system plus the inner external system with the network equivalent. Fig.2 serves to clarify this terminology.

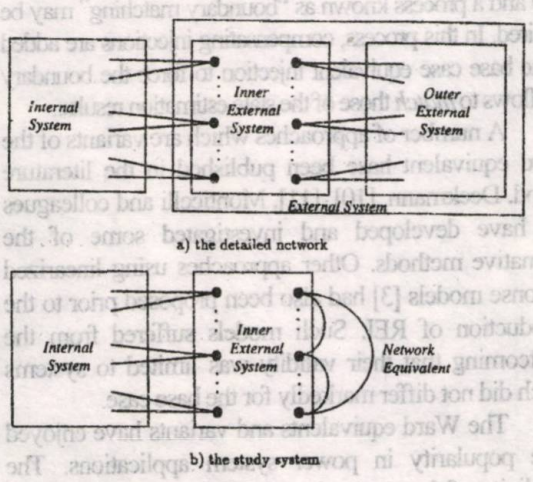


Fig.2. Terminology of the network equivalent problem

In planning studies the internal system is the area of interest or a utility's own network. The external system, then, corresponds to the rest of the network or the interconnected networks of the neighboring utilities, respectively. In security analysis applications, the internal system is that part of the electrical network which is monitored and controlled by the control center. The external system is all the neighboring utilities that are connected to the internal system. The network equivalent constructed to model the impact of the external system on the internal system is termed the *external network equivalent* or simply *external equivalent* [8] - [15].

In both planning and on-line security analysis, the basic idea is to use equivalent to examine the behavior of the study system under a range of different conditions. The equivalent is constructed using the so-called *base case* system, that is, the reference system specified in planning or the results of the state estimation obtained in on-line security analysis. Planning studies assess the capability of the system to meet the forecasted load under a set of postulated contingencies which the system could undergo. The security of the system is assessed with respect to a set of next contingencies. A system state is said to be *secure* if for each contingency in the specified next contingency list none of the limits of system operations is violated. The contingency analysis for both planning and for security analysis requires repeated load flow solutions. These load flows are performed on the study system with the external system replaced by the constructed equivalent. The network equivalent problem is to construct a reduced equivalent that can appropriately reproduce the impact of the external system on the internal system for the entire range of conditions encompassed by the specified contingencies.

The major criterion for evaluating the quality of a network equivalent is its accuracy. This measures how well the equivalent reproduces the effect of the outer external system on the internal system in each contingency case. The quantities to be evaluated are the differences in real and reactive power flows and voltage magnitudes and angles of the internal system between the load flow results with the network equivalent and with the unreduced external system for each contingency. The most critical measurements are the differences of the real and

reactive boundary line flows between the two load flow results.

Clearly, it is desirable to have equivalents that are *robust*, i.e., exhibit good accuracy over the wide range of conditions of the specified contingencies. To allow the incorporation of equivalents into the load flow solution framework, compatibility of the equivalents with load flow models is desirable. A further consideration and particularly important in security analysis applications is the impact of equivalents on the computational aspects (sparsity considerations and software implementational issues).

The Pre-REI State of the Art

The most widely used pre-REI approach for construction of network equivalents was the *Ward injection equivalent* in the late 40's [1]. This approach is based on the constant current representation of generators and loads in the *outer external system*. The *inner external system* contains only the boundary nodes. Thus, we can partition the entire set of nodes of the unreduced system into the internal system denoted by *i*, the boundary system denoted by *b* and the outer external system denoted by *e*. The complex current injection vector **I** is related to the complex voltage vector **E**

$$YE = I \qquad (1)$$

where Y is the complex network bus admittance matrix. We may rewrite (1) in the partioned form

$$\begin{bmatrix} Y_{ee} & Y_{eb} & 0 \\ Y_{be} & Y_{bb} & Y_{bi} \\ 0 & Y_{ib} & Y_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_e \\ E_b \\ E_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_e \\ I_b \\ I_i \end{bmatrix} \qquad (2)$$

The Ward reduction is equivalent to Gaussian elimination of the nodes of system e. Thus, the reduced system is

$$\begin{bmatrix} Y_{bb}^{eq} & Y_{bi} \\ Y_{ib} & Y_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_b \\ E_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_b - I^{eq} \\ I_i \end{bmatrix} \qquad (3)$$

where,

$$Y_{bb}^{eq} = Y_{bb} - Y_{be} Y_{ee}^{-1} Y_{eb} \qquad (4)$$

$$I^{eq} = Y_{bc} Y_{ee}^{-1} I_e \qquad (5)$$

The Ward equivalent reduces the external system to a network with only the boundary buses. The effect of the eliminated load and generation buses in the outer external system is represented by the equivalent current injection vector I^{eq}. The construction of the Ward equivalent is shown diagramatically in Fig.3.

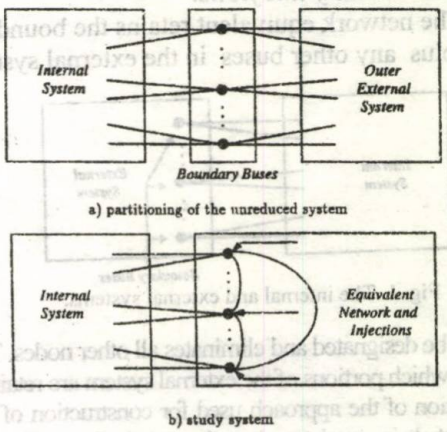


Fig. 3 . Construction of the Ward equivalent.

In planning applications, the base case load flow on the entire internal-external system is run to compute the current injections I^{eq} at the boundary buses. These are, then, converted into constant complex power injections to be used in the contingency cases. In the on-line security analysis, the boundary line flows are computed from the state estimation results. These may differ from those of the base case load flow and a process known as "boundary matching" may be required. In this process, compensating injections are added to the base case equivalent injection to force the boundary line flows to *match* those of the state estimation results.

A number of approaches which are variants of the Ward equivalent hase been published in the literature period. Deckmann, [10], [11], Monticelli and colleagues [8], have developed and investigated some of the alternative methods. Other approaches using linearized response models [3] had also been proposed prior to the introduction of REI. Such models suffered from the shortcoming that their validity was limited to systems which did not differ markedly for the base case.

The Ward equivalents and variants have enjoyed wide popularity in power system applications. The simplicity of the approach and the fact that the reduced complex admittance matrix Y_{bb}^{eq} is independent of the

base case render the Ward methodology attractive. However, the approach also has severe deficiencies [6], [12].The principal shortcoming is in the area of reactive power. The specific identity of individual buses in the outer external network is destroyed in the network reduction. Since all auter external PV nodes are eliminated, consequently, voltage regulation and reactive power limit satisfaction can no longer enforced in the reduced equivalent. This lack of voltage control results in poor reactive response in the network equivalent. The Ward equivalent thus fails to adequately reproduce the reactive response of the external network on the internal network.

The REI Concept

The seminal REI concepts [2], [4] were developed by Dimo in the 1960's but did not receive attention in power system circles until the late 1970's. A brief review of the REI equivalent follows.

The external system buses are classified as either *retained* (sometimes called *essential*) or *unretained (non-essential)* buses. The non-essential buses are those that are eliminated to construct the equivalent. These buses can be viewed as being in the outer external system. All other buses are essential and are retained in the equivalent. Fig.4 illustrates the situation. Various criteria may be used for the essential/non-essential classification (e.g.,classification of a bus as essential if an injection into it *significantly* impacts the complex voltages at the boundary buses [6]).

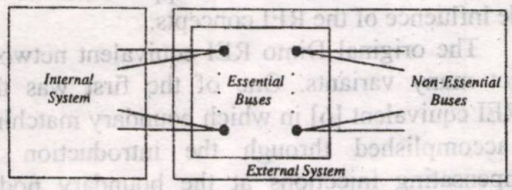


Fig.4. The classification of buses in the external system.

The novel idea in the Dimo scheme is the aggregation of a group of *non-essential* buses into a single fictitious bus called an REI node. All the injections in such a group are removed and collected into a single injection into the REI node. A fictitious network called the *REI network* or the *zero power balance network* (the network is lossless for the base case) is introduced linking the REI node to each node in the aggregation group. It is possible to have more than one group of aggregation and so more than one REI node. Gaussian elimination is then used to eliminate the zero injection nodes. The set of zero injection nodes will include all non-essential buses plus the ground nodes introduced in the REI networks. Criteria for group aggregation may be based on bus type (load buses; generator buses), geographical considerations or computational considerations [6]. Fig.5 and the description of the procedure to construct the REI equivalent below serve to summarize the aggregation idea.

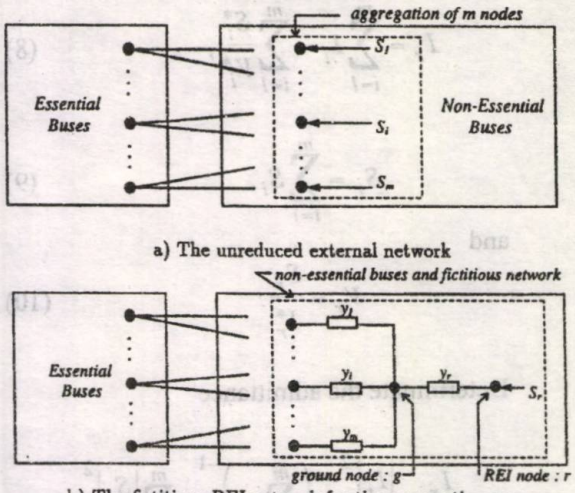


Figure 5. The construction of the REI network equivalent.

REI Equivalent Construction Procedure

0. Determine base case load flow for the complete system.

1. For each group of non-essential nodes to be aggregated do steps 2-4.

2. At each node i of the group, compute the injection current

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} \qquad (6)$$

where S_i is the complex power injected into node i and V_i, is the complex voltage.

3. Introduce the fictitious nodes r (REI) and g (ground) and connect them and the m nodes of the group to the fictitious REI network. Each node $i = 1,...m$ is connected to g via a branch with admittance

$$y_i = -\frac{I_i}{V_i} = -\frac{S_i^*}{|V_i|^2} \quad (7)$$

4. Compute for node r the quantities

$$I_r = \sum_{i=1}^{m} I_i = \sum_{i=1}^{m} \frac{S_i^*}{V_i^*}, \quad (8)$$

$$S_r = \sum_{i=1}^{m} S_i, \quad (9)$$

and

$$V_r = \frac{S_r}{I_r^*}. \quad (10)$$

Determinate the admittance

$$y_r = \frac{I_r}{V_r} = \frac{|I_r|^2}{S_r} = \left(\sum_{i=1}^{m} S_i\right)^{-1} \cdot \sum_{i=1}^{m} \left|\frac{S_i}{V_i}\right|^2 \quad (11)$$

and remove all injections from the nodes $i = 1,...,m$.

5. Eliminate all the non-essential nodes with zero injection (all nodes in the aggregation group and the fictitious ground node g) using Gaussian elimination.

6. The reduced network consists of all the essential nodes and all the fictitious REI nodes r (one for each group).

In addition to the innovative aspects of the REI concept, the aggregation of the non-essential nodes into different groups of buses and the introduction of the fictitious REI nodes provide degrees of freedom not available in the Ward equivalent. For example, a most natural aggregation scheme is to assemble the PV nodes into one or more groups and separately aggregating the PQ nodes into one or more groups [6]. Such aggregation allows that the distinct identities of the corresponding REI nodes be retained in the equivalent. As such, the injections at the retained nodes provide some physical relationship to the base case injections and loads. Several heuristic criteria and associated aggregation schemes have been developed [12].

The freedom of designating the set of buses to be retained in addition to the boundary buses provides additional flexibility in preserving key buses as well as lines that are deemed to be significant. This is particularly useful for the study of outages that involve such buses and lines.

The Impact of the REI equivalent

The REI concept, once the power system community become aware of it [5], was the impetus for a large body of work on network equivalents in many parts of the world [6]-[25]. Not only did the REI concept engender new research in improving the REI equivalents [6], [9] [12], its influence was so widely felt that it has impacted virtually all developments on network equivalents since the 1970's. The principal thrust of the developments in power system network equivalents has been in the on-line security analysis application where the need for "good" external network models has been most critical. However, the developments can be extended in a rather straightforward way to planning applications. We review some of the key developments to obtain a better appreciation of the wide influence of the REI concepts.

The original Dimo REI equivalent network begot many variants. One of the first was the X-REI equivalent [6] in which boundary matching is accomplished through the introduction of compensating injections at the boundary nodes which are then aggregated intro a so-called *calibrating node* which is connected to them through a *calibrating network*. The fictitious calibrating node and network are a special case of the REI node and network and can be effectively used in incorporating new on-line information.

The REI equivalent developed by Dopazo, et al. [9] incorporates an innovative scheme for updating the voltage at the REI node and the admittances of the REI network. The updates of the REI quantities are determined according to a minimum boundary mismatch criterion through the use of a system identification-based procedure called redundant load flow.

The work of Savulescu [12] was instrumental in developing practical schemes for the aggregation of the non-retained nodes. He showed that since complex load currents approximately satisfy a conformity law of variation there is little error introduced in grouping all PQ nodes at one REI bus. For PV and generation buses, Savulescu advocated the grouping together of Q< 0 nodes and Q > 0 nodes, separately. Still better accuracy is obtained by grouping together PV nodes with complex current angles that do not differ by more than a specified tolerance.

In the Graneq equivalent [13], the virtually complete network that results in the equivalencing step of the REI equivalent construction is replaced by a radial network whose branch admittances are selected to match those of the reduced network. Other workers have focused on the computational/sparsity aspects of REI equivalents [5], [10] and [15]. The very strict conditions under which the REI equivalent holds for cases other than the base case have been analyzed in [7]. The critical review of [15] presents an excellent assessment of the key developments in the area of equivalents up to 1983. The survey of the state of the art in network equivalents in utility control center application software [24] gives a representative picture of current practices.

It can be argued that the development of the extended Ward equivalent [8] could not have been possible without the experience observed with the REI equivalents. The extended Ward equivalent modifies the original Ward scheme by introducing shunts at the boundary buses to obtain improved reactive performance.

Additional Applications of the REI Concepts

The focus of this review is on the static network equivalents in planning and on-line security analysis applications. However, the scope of applications of the REI equivalent is far broader. A review of the literature indicates a wide range of the diverse applications of the REI equivalents. The following is a very brief survey of the application of REI equivalents to other than planning and on-line security analysis applications.

Oatts et al. [19] have made effective use of REI equivalents in short term operations planning to evaluate the impact of power interchange transactions on the security of power systems. In this application the time horizon is up to 24 hours and consequently the real-time state of the network is preferred to a standard base case. The REI external equivalent is taken for a given base case and boundary matching via a state estimation technique is performed. The use of REI facilitates the creation of fictitious REI nodes corresponding to companies, interchange areas and geographic regions. The representation of the external network is exploited to set up a scenario under which potential transactions can be assessed in a straightforward manner without intermediate calculations or re-equivalencing.

The REI equivalent has also been successfully applied to the problem of real-time steady-state stability analysis by Savulescu et al. [23], using the "successively degraded states leading to instability" algorithm developed by Paul Dimo. The REI equivalent is incorporated in this procedure to consider meaningful changes of system load and facilitates the speedy computation necessary for real-time processing. The algorithm determines margina and critical states in addition to a measure of distance to instability and has been implemented in a comprehensive computer package providing a valuable tool to operations planners.

Patton and Sung [22] have utilized the REI concept in a very effective manner to evaluate multi-area reability. Using a Monte Carlo simulation procedure, REI equivalents are deployed to represent areas so as to reduce the computational burden while permitting variations in area generation capacity and loads,and the redispatch of generation to model inter area assistance.

The REI concepts have also found application in the solution of large/scale power flow problems. Huang and Abur [20] have introduced a multi-level aggregation and disaggregation method in solving large load flows that has been implemented in a parallel processing environment.

Numerous other applications have been reported. Arion et al. [17] have developed some new competitive versions of the REI equivalent. Chadlova [20] has used REI equivalents to

develop a simplified model of a power system thereby marking it more amenable to analysis.

De Souza and da Silva [21] have performed dynamic simulations of power systems using the REI methodology to cluster coherent generators.

Conclusion

This paper has reviewed the network equivalent problem in power system planning and on-line security analysis applications and has highlighted the important and influential role of REI concepts in the development of network equivalents. Considerable progress has been accomplished since the REI concepts were brought to the attention of power system specialists in the late 70's. The REI equivalent has directly or indirectly influenced virtually all the work in the network equivalents area since that time. The most critical needs continue to be in the on-line applications area, where the external equivalent plays a key role. The rapidly changing environment under which utilities operate today and particularly its increasingly competitive nature are in certain ways making the availability of data for external equivalents more difficult to obtain. At the same time, the drive for increased efficiency and productivity in operations while maintaining the security of the system heightens the need for good equivalents in real-time applications. In addition to the requirements for on-line security analysis there are those for security control. Hence the need to continue the work on development of equivalents in static load flow as well as optimal power flow is undiminished [25]. In addition, in the planning arena the thrust of increased regional planning as evidenced in the formation or proposed formation of the so-called regional transmission groups in North America and the changing role of reliability councils, is again bringing additional focus on network equivalent in planning applications. No doubt, the REI concepts will continue to be influential in the future work in meeting these critical needs.

Acknowledgment

This research was performed with the support of the Grainger Foundation and the University of Illinois Power Affiliates Program.

References

[1] Ward, J.B. *Equivalent Circuits for Power Flow Studies,* AIEE Trans, Vol. PAS-68, 1949, pp. 373-382.

[2] Dimo, P. *L'Analyse nodale des réseaux d'énergie,* Editions Eyrolles, Paris, France, 1971.

[3] Duran H. and Arvanitidis N. *Simplification for Area Security Analysis: A New Look at Equivalencing,* IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-91, Mar/Apr 1972, pp. 670-679.

[4] Dimo, P *Nodal Analysis of Power Systems,* Abacus Press, Kent, England, 1975.

[5] Tinney, W.F. and Powel, W.I. *The REI Approach to Power Network Equivalents,* PICA'77 Conference, May 1977, Toronto, Canada.

[6] DyLiacco, T.E., Savulescu, S.C. and Ramarao, K.V. *An On-Line Topological Equivalent for a Power System,* IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-97, Sept-Oct., 1978, pp. 1550-1563.

[7] Wu, F.F. and Narasimhamurthi, N. *Necessary Conditions for REI Reduction To Be Exact,* IEEE PES Winter Meeting 1979, Paper A 79 065-4.

[8] Monticelli, A., Deckmann, S., Garcia, A. and Stott, B. *Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis,* IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-98, March/April 1979, pp. 498-508.

[9] Dopazo, J.F., Irisarri G. and Sasson, A.M. *Real-Time External System Equivalent for On-Line Contingency Analysis,* IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-98, November 1979, pp. 2153-2171.

[10] Deckmann, S., Pizzolante, A., Monticelli, A., Stott B. and Alsac, O. *Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalencing,* IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-99, November 1980, pp.2292-2300.

[11] Deckmann, S., Pizzolante, A., Monticelli, A., Stott B., and Alsac, O. *Studies on Power System Load-Flow Equivalencing,* IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-99, November 1980, pp. 2301-2310.

[12] Savulescu, S.C. *Equivalents for Security Analysis of Power Systems,* IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-100, No. 5, May 1981, pp. 2672-2682.

[13] Hager H. and Glavitsch, H. *Graneq-a Radial Internal Network Equivalent for Power System Security Calculations,* IEEE Trans. on Power App. and Syst., Vol. PAS-96, February 1983, pp. 452-462.

[14] Geisler, K.I. and Bose, A. *State Estimation Based External Network Solution for On-Line Security Analysis,* IEEE Trans. Power App. Syst. Vol. PAS-102, No.8, August 1983, pp. 2447-2453.

[15] Wu, F.F. and Monticelli, A. *Critical Review of External Network Modeling for On-Line Security Analysis,* Elec. Power and Energy Syst., Vol. 5, October 1983, pp. 222-235.

[16] Bose, A. *Modeling of External Networks for On-Line Security Analysis,* IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-103, No. 8 August 1984, pp. 2117-2123.

[17] Arion, V.D., Stratan, I.P. Spivak, V.L. and Tchirkova, T.V. *Approaches to*

Obtain the Network Equivalents with REI-nodes for Power System Planning and Operation, ICED'88 Proc. of the Int. Conf. on Electric Dives, Vol. 5, pp. E1/4/1-10.pp. 121-142.

[18] Oatts., M.L., Erwin, S.R. and Hart, J.L. *Application of the REI Equivalent for Operations Planning Analysis of Interchange Schedules,* PICA'89 Conference, IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 5, No. 2, May 1990, pp. 547-555.

[19] Chadlova, M. *Simplified Models of Power Systems,* Acta Polytechnica Ceske Vysoke Uceni Technicke v Prace, Vol. III, No. 12, 1990, pp. 71-84.

[20] Huang G. and Abur, A. *A Multilevel REI-based Aggregation/Disaggregation Method for Fast Parallel Power Flow Computation,* Proc. 32nd Midwest Symp. Circuits and Systems, Champaign, IL, pub. IEEE 1990, Vol. 1, pp. 16-19.

[21] Pires de Souza E.J.S. and Leite da Silva, A.M. *An Efficient Methodology for Coherency-Based Dynamic Equivalents,* IEE Proc. C [Gen., Trans., and Distrib.], Vol. 139, No. 5, Sept. 1992, pp. 371-382.

[22] Patton, A.D. and Sung, S.K. *A Transmission Network Model for Multi-Area Reliability Studies,* IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 8, May 1993, pp. 459-465.

[23] Savulescu ,S.C., Oatts, M.L., Pruitt, J.G., Williamson, F. and Adapa R. *Fast Steady-State Stability Assessment for Real-Time and Operations Planning,* IEEE Trans. on Power Sist., Vol. 8 T-PWRS, November 1993, pp. 1557-1569.

[24] Kato, K., Snyder Jr., W.L., Vermuri, S., Papalexopoulos, A.D., Oatts, M.L., Contaxis, G.C., Singh, J., Smith R.A. and Savulescu, S.C. *External Netwok Modeling-Recent Practical Experience,* IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 216-228.

[25] Hao, S. and Papalexopoulos, A. *External Network Modeling for Optimal Power Flow Applications,* Paper 94 SM 598-3 PWRS, presented at the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July 24-28, 1994, San Francisco, CA.

Referent: ing. Lia Bejuscu - ICEMENERG

(Primit la 6 septembrie 1994, acceptat la 21 noiembrie 1994)

În revista Energetica nr. 6, seria A, pe anul 1994, au apărut următoarele materiale:

CENTRALE TERMOELECTRICE

TITUS GRECU, GABRIEL NEGREANU : Regimurile nenominale ale turbinelor cu abur analizate cu ajutorul calculatorului

CENTRALE TERMOELECTRICE. *PROCESE DE ARDERE*

VICTOR GHIA : Grafologia arderii combustibililor lichizi grei

CONSTANTIN NEAGA : Dependența funcțiilor dinamice ale arderii particulei de cocs de modul de separare a cenușii interne

MIRCEA RĂDULESCU : Experiența privind arderea în stare pulverizată a lignitilor românești la cazane energetice de debit mare

MIRCEA RĂDULESCU, CRISTIAN TOTOLO: Reconstrucția instalației de preparare și ardere a prafului de lignit la cazanul de 420 t/h

MANIFESTĂRI TEHNICO-ȘTIINȚIFICE

OVIDIU ȚUȚUIANU, VIORICA ȚECHERĂ: Întîlnirea de lucru privind "Creșterea gradului de valorificare a cenușilor de termocentrală"

RECENZIE

SILVIA PRUNDIANU, MIHAI POPOVICI : x x x European Pump & Pumping

VASILE RUGINĂ : * * * Polilici ale energiei în România

CONSTANTIN NEAGA : Radcenco Vsevolod "Termodinamica generalizată"

Cuprinsul general al revistei Energetica seria A, pe anul 1994

Index alfabetic al autorilor articolelor publicate în revista Energetica, seria A, pe anul 1994

TRANSIENT STABILITY OPERATIVE ANALYSES USING FAN DIAGRAMS

An operative method is presented devised to construct the "nodal image" to be used in the calculation of dynamic states. The resultant fan diagrams shown on the computer display allows for the assessment of the state of generators and the overall security of the system under dynamic disturbances.

MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU *

Descriptori : sisteme electromagnetice, analiză nodală Dimo

1. Introduction

The principles of Dimo's nodal analysis and the REI models [1,2] etc. find new fields of application to today 's power systems. The contingencies study and the long-term and medium-term transient stability analyses are worth mentioning in this respect.

The paper presents a fast method to identify transient stability through visualization of representative images on a computer's display.

2. The Nodal Image and the Fan Diagrams

In a large power system REI-type equivalents can be constructed, reduced to the generator nodes with the entire load of consumers grouped in only one fictitious node (Fig.1).

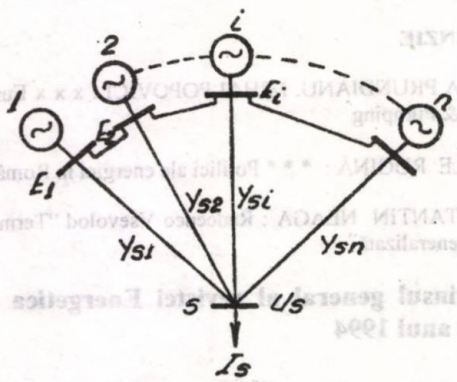


Fig.1

The equation of the single-load node current, s, written as

$$\underline{I}_s = \underline{Y}_{s1}(\underline{E}_1 - \underline{U}_s) + \underline{Y}_{s2}(\underline{E}_2 - \underline{U}_s) +$$

$$+ \cdots \underline{Y}_{sn}(\underline{E}_n - \underline{U}_s) = \sum_1^n \underline{Y}_{sn}\underline{E}_n - \underline{Y}_e\underline{U}_s$$

where : $\underline{Y}_{sn}$ = s-n branch admittance

$\underline{E}_i$ = generator emf at node i

$\underline{U}_s$ = single-load node busbar voltage

and

$$\underline{Y}_e = \sum_1^n \underline{Y}_{sn}$$

can be graphically represented by what academician Paul Dimo called a "nodal image" [3] (Fig.2).

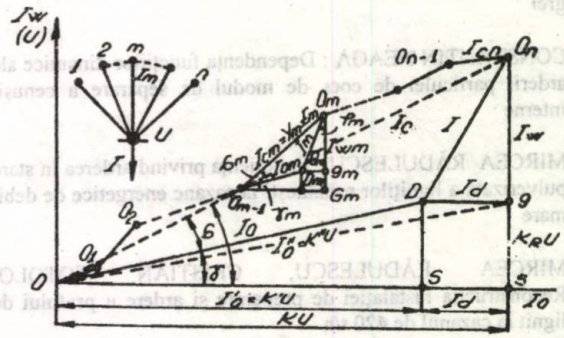


Fig.2

* Energy Research and Modernising Institute - ICEMENERG, Bucureşti

This diagram indicates the relative positions of each generator with respect to load, the active and reactive components of the current delivered by each generator and the overall current, the power factor, the short-circuit current under /no load, the generators emf, the voltage of the single-load node busbar. The nodal image in this form represents a state corresponding to the reference regime. It also allows for identification of the dynamic stresses induced by sudden changes due to various disturbances such as : short-circuits, sudden outages of generators or loads etc. through the representation of a sequence of constituent regimes of the dynamic regime as a whole

Under a given dynamic regime the motion of the generators can be seen on this graphical representation owing to the fact that each of the YE phasors depends on the emf phasor E which is rigid with the d-axis of the respective machine.In this way the modifications to the relative angles between generators can be visualized step-by-step and hence the groups that are loosing stability can be easily identified and the critical clearing time established. The distribution of disturbances between the generators can be also assessed. The elements of the current diagram at different instants of the transient phenomenon can be also estimated by using the classical "step-by-step" method to calculate the varriation of the magnitudes characteristic of an electric power system under dynamic processes.

Knowing the power unbalances occurring on each generator after a short-circuit, for instance, the $\Delta\ \delta$ angle variations for each generator can be calculated.

A fan diagram is consequently obtained which offers a genuine illustration of the entire dynamic process of all generators [4] (Fig.3).

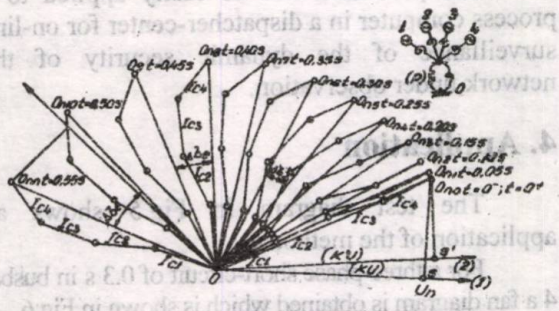


Fig.3

How to operatively construct this diagram and rapidly computing disturbance states have made the object of a unitary procedure meant to identify the states of transient stability by visualization on the screen.

3. Calculation of Transient Regimes

In order to calculate a large number of transient regimes induced by disturbances at different locations a special algorithm was developed based on the assumption that in determining the electrical magnitudes corresponding to different disturbance locations a number of intermediate calculations required to reduce the diagram are identical and consequently reusable.

The stages of the calculation process include the sequence of operations represented in Fig. 4 [5]:

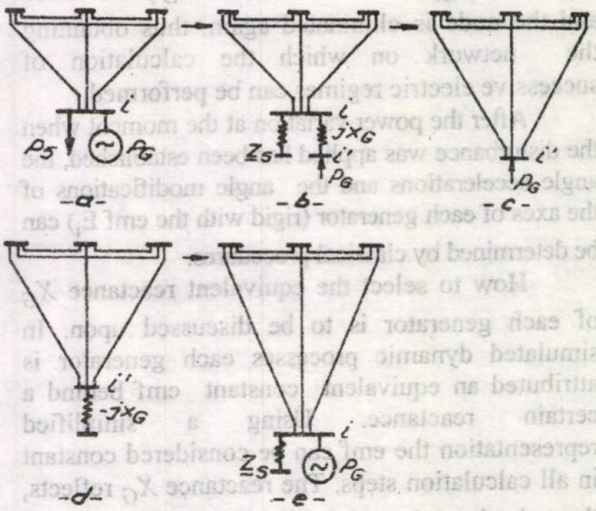


Fig. 4

- for a given network an equivalent reduced network "fully extended" behind the generator reactances is constructed by elimination of all nodes of the initial networks (Fig. 4 a, b, c); generators are represented as constant reactances while load nodes are represented as constant impedances;

- to simulate a short-circuit at node *i*, for instance, the latter should be "re-made" (so as to obtain the real node where the disturbance is to be introduced) theat is, node *i'* in the fully extended network should be transformed into the initial node *i;* this is accomplished by applying to node *i'* an impedance equal but in opposite sign to that initially applied when the fully extended

equivalent network was constructed (Fig. 4 d, e) after which node *i'* can be eliminated.

The advantage offered by tis method is that only data from one single significantly reduced network has to be stored and the calculation network can be obtained by a very fast procedure (re-making of a single node).

The electric powers of each generator *i* at any given instant can be seen on this diagram. For instance, assuming a short-circuit at node k,

$$P_i = \text{REAL}\left[\left(\sum_{j \neq k} \underline{Y}_{ij}\underline{E}_j\right)^* \underline{E}_i\right] \quad (2)$$

If the disturbance is the disconnection of some generators from the station existing in node *i*, then after node *i* has been re-made as shown above, the X_{Gi} reactance is accordingly modified and the node is eliminated again, thus obtaining the network on which the calculation of successive electric regimes can be performed.

After the power variation at the moment when the disturbance was applied has been established, the angle accelerations and the angle modifications of the axes of each generator (rigid with the emf E_i) can be determined by classical procedures.

How to select the equivalent reactance X_G of each generator is to be discussed upon. In simulated dynamic processes each generator is attributed an equivalent constant emf behind a certain reactance. Using a simplified representation the emf can be considered constant in all calculation steps. The reactance X_G reflects, through the adopted value, the quality of the generator controls. In the case of generators supplied with very fast regulators that quickly respond to modifications occurring in the system, X_G should be assumed equal to X''_d and E_d emf behind the supertransient reactance. With generators equipped with ordinary regulators X_G should be assumed equal to X'_d and Ed emf behind the transient reactance. Finally, in the case of generators with very slow regulators that have virtually no intervention in the course of the assumed dynamic simulations, X_G should be assumed equal to X_d and E_d behind the direct reactance of the respective generator.

If voltage regulation is to be more precisely used in the calculation, the emf each step should be established by integrating the voltage regulation equations (voltage at generator U_i terminals can be obtained from the electrical regime calculated as above and the known parametres E_i and X_{Gi}).

Knowing the $\underline{Y}_{si}\underline{E}_i$ phasors at the end of each calculation step a new nodal image (Fig.2) can be determined on the single-load equivalent diagram (Fig.1). It indicates the relative state of all generators if disturbance at that instant was cleared, as well as the successive states that will follow. A fan diagram is thus obtained which depicts the overall motion of generators and allows for an immediate selection of those generators which are most jeopardized by the disturbance under consideration.

An interesting question can be posed : how is it possible to visualize a chain consisting of hundreds of phasors as is the case of a real system which may have hundreds of generators?

Owing to the fact that each phasor represents the product $\underline{Y}_{si}\underline{E}_i$ where $\underline{Y}_{si}$ is the equivalent admittance of the connection between the generator at node *i* and the location of the short-circuit, it is obvious that only representative phasors of near generators have a significant length; the other ones are so small in length that they practically cannot be visualized on the diagram.

This method was applied to the study of dynamic regimes induced by short-circuits or disconnection of generators using a PC computer.

When data on the network under survey is indicated the computer shows the network diagram and the operator is asked to indicate the type and location of disturbance. The total computing time and the clearing time are also asked for.

Once this data is available the fan diagram is displayed as a synthesis of the computations performed. A new computation can be then done for another disturbance or another location.

The procedure can be easily applied to a process computer in a dispatcher-center for on-line surveillance of the dynamic security of the network under observation.

4. Application

The test diagram in Fig.5 shows an application of the method.

For a three-phase short-circuit of 0.3 s in busbar 4 a fan diagram is obtained which is shown in Fig.6.

If the short-circuit is maintained for 0.35 s, the diagram shown in Fig.7 is obtained which clearly shows generator G5 is losing stability.

In the first case the generators come back to the initial state after the short-circuit has been eliminated although they have different accelerations. In the second case the relative angles of the generators are continuously increasing indicating losses of dynamic stability.

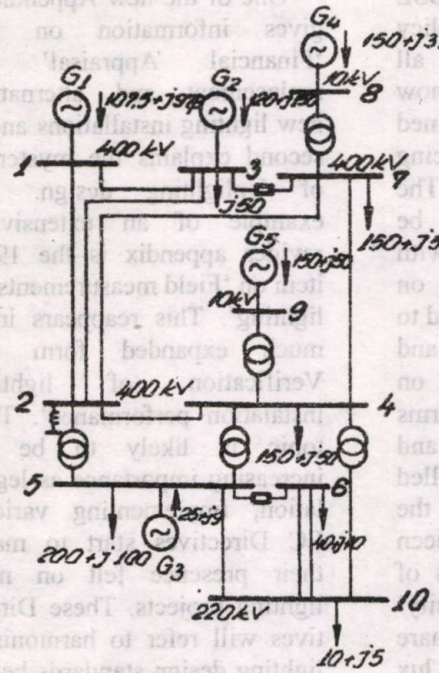


Fig.5

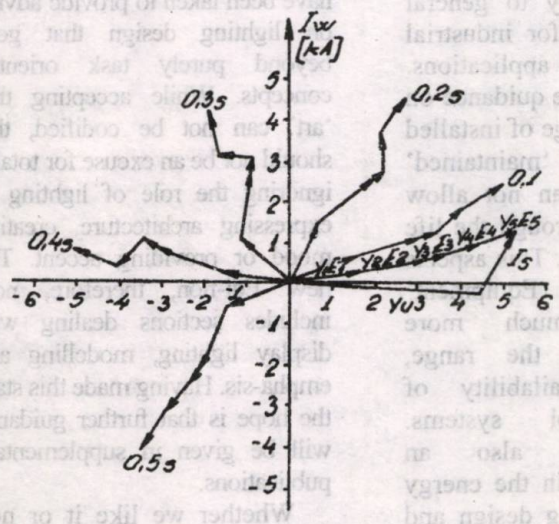


Fig.6

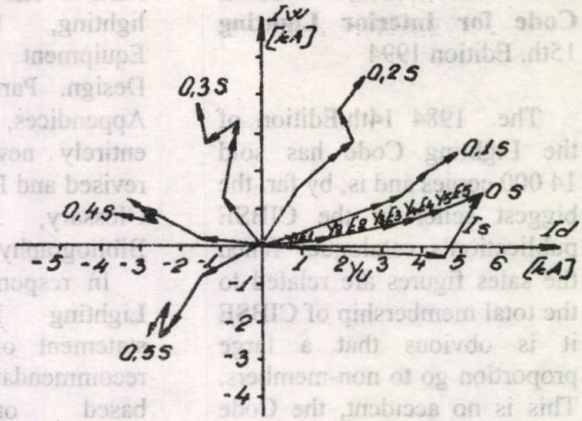


Fig.7

Conclusions

The method presented is an operative way to check the transient stability of the nodes of a network under different kinds of disturbances through visualization of the generators state on a screen, in the form of suggestive fan diagrams.

The tests carried out show that the computation program can be run on process computers in dispatcher-centers for on-line surveillance of the network security under dynamic disturbances.

REFERENCES

[1] Dimo, P. *Analiza sistemelor electroenergetice prin separarea nodurilor şi utilizarea curenţilor de scurtcircuit.* Ed. Tehnică, 1959

[2] Dimo, P. *Nodal Analysis of Power System.* Ed. Academiei Bucharest, Romania - Abacus Press Tunbridge Wells, Kent, England - 1975

[3] Dimo, P. *Les deux concepts figuratifs de l'analyse nodale des réseaux d'énergie.* RGE, 1/67

[4] Dimo, P. *Les réseaux REI.* Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches-Electricité de France-Serie B-2/1982

[5] Pomârleanu, M., Bejuscu, L., Botgros, M. *Direct transformation of reduced equivalent networks.* Rev. Roum. Techn-Electrotechn. et Energ-20, 2, pp. 221-231, Bucharest 1975.

(Referent: dr. ing. Sebastian Ionescu-Institutul de Studii şi Proiectări Energetice-ISPE, Bucureşti)

(Primit la 5 august 1994, acceptat la 11 noiembrie 1994)

ROBIN ALDWORTH - **CIBSE Code for Interior Lighting** 15th. Edition 1994

The 1984 14th.Edition of the Lighting Code has sold 14 000 copies and is, by far, the biggest seller in the CIBSE publication's catalogue. When the sales figures are related to the total membership of CIBSE it is obvious that a large proportion go to non-members. This is no accident, the Code sets out to inform not only the lighting engineers and designers but also targets architects, specifiers, users and students. A reader survey, carried out in 1988, suggested that the non-engineers could be better catered for and that the office lighting bias needed to be addressed. There was also a need to improve the cross referencing and the index.

In 10 years there have, of course, been many developments in lighting equipment and systems as well as in the thinking behind lighting design. Not least among the influences has been the growing concern about environmental issues and energy use. In addition to this, much work has been going on in the Commission Internationale de l"Eclairage (CIE) and in the European Committee for Standardisation (CEN). Fortunately, a number of the Code Task Group members are closely involved in this International and European activity, so that the 15th. Edition is as up-to-date as it is possible to be when much of this work is still on-going.

The new Edition of the Code retains the basic structure of the 14th. Edition. The main body of the Code is in four Parts : The visual effects of lighting, Recommendations, Equipment and Lighting Design. Part 5. includes 14 Appendices, six of which are entirely new or extensively revised and Part 6. contains the Glossary, References, Bibliography and Index.

In response to the CIBSE Lighting Division policy statement of June 1989 all recommendations are now based on 'Maintained Illuminance', replacing 'Service Illuminance'. The implications of this will be discussed later. Linked with this is a new Appendix on Illuminance Selection related to visual performance and extended information on illuminance Variation in terms of 'Uniformity' and 'Diversity'. The 'Installed efficacy range targets' of the 1984 Edition have been replaced by 'Target ranges of installed power density' expressed in watts per square metre per 100 lux (W/m^2 /100 lux). This reflects the use of this unit that has become established in recent years. The recommended values relate only to general lighting systems for industrial and commercial applications. This can only give quidance on an acceptable range of installed load for 'maintained' illuminance, it can not allow for energy use through the life of the installation. This aspects is covered in the 'Equipment' section, by much more information on the range, design and availability of lighting control systems. Daylighting is also an important factor in the energy aspects of lighting design and daylight and electric lighting are used in many buildings. Most users of the Code, however, have little influence on window design but separate recommendations, and availability data, are given for daylight used to light the task and enhance the general brightness of a room.

One of the new Appendices gives information on the 'Financial Appraisal' of replacement and alternative new lighting installations and a second explains the mysteries of Uplighting design. An example of an extensively revides appendix is the 1984 item on 'Field measurements of lighting'. This reappears in a much expanded form as' Verification of lighting instalation performance'. This topic is likely to be of increasing importance as legislation, implementing various EC Directives start to make their presence felt on new lighting projects. These Directives will refer to harmonised lighting design standards being developed in CEN Technical Committee 169.

The final major change in the new Edition is that the first steps have been taken to provide advice on lighting design that goes beyond purely task oriented concepts. While accepting that 'art' can not be codified, this should not be an excuse for totally ignoring the role of lighting in expressing architecture, creating mood or providing accent. The new Edi-tion, therefore, now includes sections dealing with display lighting, modelling and empha-sis. Having made this start, the hope is that further guidance will be given in supplementary publications.

Whether we like it or not, the most frequently referred to

section in all issues of the Code is 'The Schedule' of recommended illuminance values. It is not always appreciated by users of the Code that the information given for specific tasks and activities applies only to typical conditions and these recommendations need to be amended to account for any special conditions on a particular project. The notes preceding the Schedule explain the assumption that have been made. The Flow Chart, that has appeared in the last two Editions, then gives quidance on how the basic recommendations can be corrected to meet the special conditions. Even more importantly, the General recommendations, which many users seem to ignore, apply to all tasks and applications. In an attempt to make this clearer, the introduction to Part 2. stresses this point and the layout has been revised by starting with all the general recommendations. This covers topics such as illuminance and Variation, Luminance and Illuminance Ratios, Reflectance of room surfaces, Colour, Glare and Installed Power Density. The Flow Chart and explanatory notes follow and then, to end off Part 2, comes the Schedule, with frequent notes referring back to the earlier sections.

The introduction of 'Maintained Illuminance' in the 15th. Edition is likely to cause the greatest debate. 'Service illuminance', which it replaces, was the mean value throughout the maintenance period; a length of time that was rarely, if ever, specified. The Maintenance Factor used in the calculation excluded lamp lumen depreciation and premature lamp failures, this being notionally covered by 'lighting design lumens' for the lamps. *With 'Maintained Illuminance' the definition of Maintenance Factor changes to include lamp lumen maintenance and survival with calculations based on initial lumens.*

The recomanded values of illuminance in the Schedule follow the agreed CIE international scale and there was no wish to move away from this for the basic recommendations. As a result, when the 1984 and 1994 Editions are compared, *there will be no change in the recommended illuminance value for a given task or activity but the definition of the value will have changed from 'Service' to 'Maintained' Illuminance. Maintained illuminance is now minimum average illuminance at which cleaning and/or relamping must take place.* This results in higher initial illuminance and installed loads. To minimise this effect the maintenance procedure becomes an essential element in the design process and so needs to be stated at the outset by the designer and, ideally, agreed by the client. The Task Group came to the conclusion that for well maintained installations, there was no evidence to suggest that designs based on 'service' illuminance created any significant visual deprivation over the second half of the maintenance period when the illuminance dropped below the design value. For this reason a modified Flow chart has been devised which includes half-steps in the illuminance scale. On the basis of knowledge of each specific project, the designer can consider using these half-step values which, if appropriate, give approximately the values of initial illuminance and installed load that would have been achieved, with the same maintenance programme, for a 'service' illuminance which would have been one half-step higher than the value of Maintained illuminance.

As the specification of the maintenance programme is now a fundamental factor in design calculations. Part 3. 'Lighting Design' now includes data based on CIE Publication No.97 (1992) 'Maintenance of Indoor Lighting Systems'. *Whenever manufacturers' data are available on lamp and luminaire maintenance characteristics the designer should use these in preference to the tables published in the new Code.* In the case of light sources, lumen maintenance and lamp survival curves are usually available for most lamp types but this is not the case, at present, for the majority of luminaires. The CIE document presents the best international, currently available data and these should be used to get the concept of 'maintained' illuminance established. Regular users of the Code will know that in the last two Editions there was an Appendix dealing with 'light loss factor' which was the same as the new definition of 'maintenance factor'. Due to the lack of data, 'light loss factor' has never been consistently applied to UK lighting design. The 1994 CIBSE Code for Interior

Lighting will remove this excuse!

It has only been possible, in this brief article, to summaries the arguments and reasoning that have gone into presenting 'Maintained Illuminance' in the 15th. Edition of the Code. Designers and specifiers will need to study this new approach to lighting design as soon as they get their get their hands on a copy. They should follow the advice given in the Introduction : ''... *that users should read the Code at least once before using it as a reference document*".

Domnul ROBIN ALDWORTH preşedintele Comisiei Internaţionale de Iluminat (CIE) a efectuat o vizită în România, la cererea sa, în zilele de 8 şi 9 aprilie 1994, dorind să cunoască în direct activitatea Comitetului Naţional Român de Iluminat, în domeniul luminii şi iluminatului.

Cu această ocazie s-a realizat un interesant schimb de idei şi informaţii deosebit de util, atît pentru CIE, cît şi pentru CNRI şi Catedra de Luminotehnică a Universităţii Tehnice din Bucureşti.

Domnia sa a fost ales preşedinte al acestei prestigioase organizaţii în iulie 1991 la a 22-a Sesiune ce a avut loc în Australia, Melbourne şi la care au participat peste 400 de specialişti din cele 38 de ţări membre ale CIE.

Mandatul este pentru o perioadă de patru ani, dar activitatea domniei sale în cadrul CIE s-a concretizat încă din anul 1987, cînd a fost cooptat "preşedinte consultativ" (Sesiunea 21 CIE Veneţia).

Pînă în anul 1993 domnul Robin Aldworth a lucrat la una dintre cele mai importante firme specializate în echipament de iluminat - Thorn Lighting Limited - Marea Britanie, fiind membru al consiliului de administraţie.

Este un cercetător de notorietate internaţională, cu activitate prodigioasă în Marea Britanie, unde a realizat în anul 1993, în calitate de coordonator al unui grup de mare renume, ultima variantă(1994) a Codului britanic pentru proiectarea iluminatului interior.

Prof. dr. ing. Cornel Bianchi

M.PAVELLA-P.G. MURTHY-
Transient stability of power systems theory and practice, John Wiley & Sons, 1994

The book of a high scientific standard addresses a subject matter still topical in the field of energy generation, transmission and distribution namely the transient stability of power systems.. The book is divided into two parts offering distinct approaches to classical methods based on time-domain solutions with step-by-step procedures and to non-conventional direct methods based on the Lyapunov theory and functions. Starting with a physical description of phenomena the problem is mathematically formulated in the nonlinear field and numerical solutions to transient stability assessment are indicated.

The first part is structured on four self-reliant chapters.

Chapter 1 defines the concepts and explains the terminology used throughout the book.

Chapter 2 presents the mathematical model of a synchronous machine from the physical representation of the abc frame to the dqo reference frame, via Park's transformation. Park's equation are clearly and fully presented under the form of fluxes and reactances as well. Modelling details and their implications such as synchronous machine saturation are given.

Chapter 3 provides mathematical models of various components of power systems, their natural interconnection and structure with respect to the dynamic motion : inertia, accelerations, mechanical oscillations, representations of the induction motors and load using various characteristics. The simplifications usually performed in the operative calculations of transient stability are indicated. A large number of details on modelling of lines, transformers, static and synchronous compensators, relay protection and system automation are also given. Chapter 3 also offers a brief description of methods devised to improve systems stability and discusses flexible alternating current transmission systems (FACTS).

Chapter 4 presents various numerical methods to solve the sets of algebraic and differential equations describing the system, the machines and their controls. Single-step and two-step Runge-Kutta methods are systematically presented along with the implicit methods such as the trapezoid method, the Euler modified method, the Crank-Nicholson method s.o. Multistep predictor-corrector formulas (the Adams third-order predictor-corrector set) are also presented.

Chapter 4 finally presents an interesting block diagram showing the interaction of models for transient stability.

The second part of the book is divided into four chapters.

Chapter 5 introduces the fundamentals of the Lyapunov direct approachpplied to a simple two-machine system which is further developed into a multimachine system. The construction of different forms of Lyapunov functions is also shown.

Chapter 6 describes a particular direct method in which the Lyapunov's theory is applied to a multimachine power system which is replaced by a two-machine equivalent (the so called "extended equal-area criterion"). Chapter 6 also develops a practical method for critical machine ranking from the point of view of the transient stability. In the end a few illustrative examplers are presented that illustrate the utilization of the described methods and a perspective on the future possible applications and developments.

Chapter 7 provides a new approach to transient stability. A method is expounded based on artificial intelligence and pattern recognition which is lately known in the literature as the "decision tree transient stability".

Chapter 8 presents methods for reducing the size of large-scale power systems so as to allow for simulations at sizes accepted by available computers under nonprohibitive computation times. The "combined electromechanical distance" approach is presented, by which an "external" area can be identified where generators have to be grouped as well as an area where the transient phenomenon is essential and generator should be maintained with their real identity.

The book includes three appendices which support and complete the content of the eight chapters. The appendices cover the per-unit system, the standard data format for the various models presented in the book, the standard transfer functions for excitation systems, turbines, speed governers etc.

The book offers a large list of references to the most important works in the literature.

The book has a clear structure and an attractive form and is at the same time of a high scientific standard. It offers a rigurous approach to both physical aspects and mathematical models for the study of transient phenomena in power systems.

The book is mainly addressed to specialists in the power engineering field,students and graduates from the power engineering institutes, researchers, designers and operators as it helps them all get a deeper insight into the subject matter presented but it is also useful to all those who are willing to learn more about the classical and nonconventional methods for transient stability analysis.

Dr. ing. M. Pomârleanu

CUPRINSUL GENERAL AL REVISTEI ENERGETICA, SERIA B, PE ANUL 1994

EDITORIAL

nr.1, p.3-5; nr.2, p.55; nr.3, p.103-104; nr. 5, p.202 - 203

I. ORIENTĂRI IN ENERGETICĂ

1. Walter C. Patterson: Demand Side Management - De la Vest la Est? nr.3, p.105-111
2. Rachid Cherkaoui, Alain J. Germond: Structura optimă a schemei de exploatare a unei reţele electrice de distribuţie, (în limba franceză) nr.5, p.235-240
3. Ion Conccini: Reţele electrice de distribuţie. Scheme de funcţionare, nr.5, p.241-246

II. ENERGETICA IN UNITĂŢI ECONOMICE

1. Ion Constantin: Balizarea interferenţială, nr. 1, p.35-48
2. Flavius Dan Şurianu: Experiment şi simulare numerică a comportării motoarelor asincrone la golurile de tensiune simetrice, nr.5, p.223-226
3. Mihaela Iordache: Program de calcul pentru estimarea comportării acţionărilor cu motoare electrice sub influenţa parametrilor calitativi ai energiei electrice de alimentare, nr.5, p.227-234

IV. CONDUCEREA ŞI AUTOMATICA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

1. Dumitru Ivas, Florin Munteanu: Funcţiunile unui sistem expert în centrele de conducere ale reţelelor electrice şi arhitecturi ce pot prelua aceste funcţiuni, nr.1, p.6-11
2. Teodor Miclescu, Marius Pomârleanu,Gabriel Bazacliu, Lia Bejuscu,Virgil Dumbravă: Este posibilă o programare optimă a funcţionării SEN ? nr. 1, p.12-19
3. Doru Păunescu, Felicia Lazăr: Consideraţii asupra unui plan de salvare a SEN la avarii grave, nr.3, p.112 -122
4. Mihai Moga: Consideraţii privind conducerea cu calculatoare de proces a reţelelor şi sistemelor electroenergetice, nr.3, p.123-128
5. Eugeniu Potolea, Sorin Pătrăşcoiu, Viorel Tabără: Mediu integrat de programe pentru calculul regimului deformant în reţelele electroenergetice, nr.3, p.129-140
6. Stelian Gal, Alexandru Vasilievici: Algoritme ale programelor protecţiei de distanţă digitală, nr.3, p.141-146
7. Marius Pomârleanu, Lia Bejuscu : Noi criterii de identificare on-line a stărilor critice în sistemele electroenergetice şi soluţii tehnice pentru preîntîmpinarea lor, nr.4, p.156-164
8. Sorin Pătrăşcoiu, Eugeniu Potolea, Vasile Bostan : Dezvoltarea programelor pentru calculul regimurilor de funcţionare ale sistemelor electroenergetice, nr.4, p.165-174
9. Eugeniu Potolea : Criterii practice pentru stabilitatea tranzitorie a sistemelor electroenergetice, nr.4, p.175-183
10. Mircea Eremia, Constantin Bulac,Ioan Triştiu : Regimul permanent al sistemelor electroenergetice cu legături în curent continuu de înaltă tensiune, nr.4, p.184-193
11. Mircea Nemeş, Viorel Titihăzan : Observabilitatea sistemelor electrice de putere, nr.4, p.194-196
12. Savu C.Săvulescu : Două aplicaţii recente ale analizei nodale REI-DIMO (în lb.engleză), nr. 6, p. 270 - 280
13. Jean Constantinescu : Echivalenţi reglabili REI-DIMO pentru simularea dinamicii sistemului energetic pe termen mai lung (în lb. engleză), nr.6, p.281 - 287
14. George Gross, David J.Finlay : Conceptele REI şi influenţa lor în dezvoltarea echivalenţilor statici din reţea (în lb. engleză), nr. 6, p.288 - 296
15. Marius Pomârleanu, Lia Bejuscu : Analiza operativă a fenomenelor tranzitorii care folosesc diagrame în evantai (în lb. engleză), nr.6, p.296 - 299

VIII. REŢELE ELECTRICE

1. Dumitru Cezar Ionescu, Cristina Zahalca: Formalizarea cunoştinţelor pentru generarea automată a stărilor şi tranziţiilor pentru analizele de fiabilitate ale staţiilor electrice, nr.1, p.20-28
2. Nicolae Bogoevici, Dumitru Toader: Introducerea fazorilor de nesimetrie în analiza reţelelor electrice trifazate nesimetrice şi dezechilibrate, nr.1, p.29-34
3. Viorica Răducanu : Eficienţa în relaţiile est-vest, nr.2, p.56-62
4. Anca Popescu, Ştefania Velicu, Florentina Mihăilescu : Interconexiunea sistemelor energetice est-vest europene - problemă actuală în noile condiţii de integrare a României în structurile comunităţii europene, nr.2, p.63-67
5. Arie A. Arie, Eugeniu Pavel : Consideraţii privind interconexiunea sistemului electro-energetic din România cu sistemele europene, nr.2, p.68-72

6. Jean Constantinescu, Marius Pomârleanu, Lia Bejuscu : Criterii de performanţă pentru interconexiunea cu UCPTE, nr.2, p.73-80
7. Constantin Bunescu : Concepţia RENEL privind interconexiunea SEN al României cu UCPTE, nr.2, p.81-84
8. Traian G.Ionescu : Indicatorii de calitate a energiei electrice şi propuneri de nivele limită admise, nr.5, p.204-214
9. Eugeniu Potolea, Ştefan Gheorghe : Sisteme de achiziţie a datelor şi analiza regimului deformant (SADARD). Realizare şi rezultate ale utilizării în reţele electrice poluate cu armonice, nr.5, p.215-222

XIV. TERMINOLOGIE
1. Gleb Drăgan: Terminologia - o problemă prioritară a energeticii româneşti, nr.5, p.247
2. Eugeniu Pavel: Folosirea unei terminologii corecte în energetică, nr.5, p.247-250

XV. ISTORIA ENERGETICTI
1.Constantin Dinculescu: Stîlpi pentru liniile electrice aeriene, nr.l, p.34
2. Romulus Sfichi: Aspecte ale primelor începuturi de învăţămînt superior electrotehnic şi electroenergetic în Moldova, nr. 1, p.41-43
3. Nicolae Diaconescu: Din istoria radiofoniei româneşti, 65 de ani de la prima transmisie radiofonică oficială românească, nr.1, p.44-47

XVI. MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINTIFICE
1. Adriana Georgescu: Light and Lighting'93, nr.2, p.85-86
2. Vasile Rugină, Irina Popescu: Optimizarea utilizării energiei electrice la consumatorii industriali şi similari, nr.2, p.86-89
3. Romulus Sfichi: Aniversare, nr.3, p.146-148
4. Adriana Georgescu: Vizita d-lui Robin Aldworth, preşedintele Comitetului Internaţional de Iluminat (CIE) la CNRI, nr.4, p.174
• Decernarea titlului de Doctor Honoris Cauza d-lui prof. dr. Hans W.Bodmann, nr. 4, p.183
5. Costin Rucăreanu: Dezbaterile simpozionului privind energia fotovoltaică, Buc. 1-2 iulie 1993, nr.4, p.197-198
6. Gleb Drăgan : Conferinţa internaţională "Trăsnetul şi muntele" Chamonix - Franţa , nr. 6, p. 287

XVII. OPINII
1. Ion Conecini: Relaţia dintre revista ENERGETICA şi activitatea de exploatare, nr.3, p.149

XVIII. DIN ENERGETICA MONDIALĂ
1.Sorin Munteanu: Hydro-Quebec-rezultate deosebite prin aplicarea programului de eficienţă energetică, nr.1, p.38-40
2. Alexandru Cogălniceanu: Energetica mondială în anul 1990, nr.2, p.89-98
3. Petru Columbeanu: Supravegherea on-line a transformatoarelor de forţă. Instalaţie electronică pentru anclanşarea automată a rezervei. Supraconductoare de mare performanţă, nr.3, p.128, 140, 148

XIX. DE PERSONIS
1. Profesorul Plautius Andronescu - un secol de la naştere, nr.1, p. 48-49
2. Indre Gheorghe: Ion Ştirbulescu, nr.5 , p.234

XX. PUBLICAŢII NOI
1. nr.3, p.122

XXI. RECENZII
1. Ion Renţea, Mihaela Tomescu: Gid pentru conducerea calităţii în activitatea de consultanţă, nr.5, p.251
2. x x x Robin Aldworth - Code Task Group Chairman 15th Edition 1994 CIBSE Code for Interior Lighting, nr. 6, p. 300 - 302
3. Marius Pomârleanu: "M.Pavella - P.G. Murthy", Transient Stability of Power System Theory and Practice nr.6, p. 303

XXII. INTERVIU
1. John Baker, nr.6, p.255 - 265

Index alfabetic al autorilor articolelor publicate în revista ENERGETICA, seria B, pe anul 1994

Arie A. Arie, nr. 2, p. 68 (VIII, 5)

Baker John, nr.6, p.255 (XXII.1)
Bazacliu Gabriel, nr. 1, p.12 (IV,2)
Bejuscu Lia, nr. 1, p. 12 (IV, 2); nr. 2, p. 73 (VIII, 6); nr. 4, p. 156 (IV, 7); nr. 6, p. 296 (IV, 15)
Bogoevici Nicolae, nr. 1, p. 29 (VIII, 2)
Bostan Vasile, nr. 4, p. 165 (IV, 8)
Bulac Ion, nr. 4, p. 184 (IV, 10)
Bunescu Constantin, nr. 2, p. 81 (VIII, 7)

Cherkaoui Rachid, nr. 5, p. 235 (I, 2)
Cogălniceanu Alexandru, nr.2, p. 89 (XVIII, 2)
Columbeanu Petru, nr.3, p. 128 (XVIII, 3)
Conecini Ion, nr. 3, p. 149 (XVII, 1); nr. 5, p. 241 (I, 3)
Constantin Ion, nr. 1, p. 35 (II, 1)
Constantinescu Jean,nr.1, p.3 (Editorial); nr.2, p. 55 (Editorial); nr. 2, p. 73 (VIII, 6); nr. 6, p.281 (IV, 13)

Diaconescu Nicolae, nr. 1, p.44 (XV, 3)
Dinculescu Constantin, nr. 1, p.34 (XV, 1)
Drăgan Gleb, nr. 5, p. 247 (XIV, 1), nr.6, p.287 (XVI.6)
Dumbravă Virgil, nr. 1, p. 12 (IV, 2)

Eremia Mircea, nr. 4, p. 184 (IV, 10)

Finlay J. David, nr. 6, p. 288 (IV, 14)

Gal Stelian, nr. 3, p. 141 (IV, 6)
Georgescu Adriana, nr. 2, p.85 (XVI, 1); nr. 4, p.174, 183 (XVI, 4)
Germond Alain J., nr. 5, p. 235 (I, 2)
Gheorghe Ştefan, nr. 5, p. 215 (VIII, 9)
Gross George, nr. 6, p. 288 (IV, 14)

Indre Gheorghe, nr.5, p. 234 (XIX, 2)
Ionescu G. Traian, nr. 5, p. 204 (VIII, 8)
Ionescu Dumitru Cezar, nr. 1, p. 20 (VIII, 1)
Iordache Mihaela, nr. 5, p. 227 (II, 3)
Ivas Dumitru, nr. 1, p. 6 (IV, 1)

Lazăr Felicia, nr. 3, p. 112 (IV, 3)

Miclescu Teodor, nr. 1, p. 12 (IV, 2)
Mihăilescu Florentina, nr. 2, p.63 (VIII, 4)
Moga Mihai, nr. 3, p. 123 (IV, 4)
Munteanu Florin, nr. 1, p. 6 (IV, 1)
Munteanu Sorin, nr. 1, p. 38 (XVIII, 1)
Nemeş Mircea, nr. 4, p. 194 (IV, 11)

Patterson Walter C., nr. 3, p. 105 (I, 1)
Pavel Eugeniu, nr.2, p.68 (VIII, 5); nr.3. p.103 (Editorial); nr.5, p.247 (XIV, 2)
Pătrăşcoiu Sorin, nr. 3, p.129 (IV, 5); nr. 4, p.165 (IV, 8)
Păunescu Doru, nr. 3, p.112 (IV, 3)
Pomârleanu Marius, nr.1, p.12 (IV, 2); nr.2, p.73 (VIII, 6); nr.4, p.156 (IV, 7); nr. 6, p. 296 (IV, 15); nr. 6, p. 303 (XXI, 2)
Popescu Anca, nr. 2, p.63 (VIII, 4)
Popescu Irina, nr. 2, p.86 (XVI, 2)
Potolea Eugeniu, nr. 3, p.129 (IV, 5); nr.4, p.165 (IV, 8); nr.4, p.175 (IV, 9); nr. 5, p.215 (VIII, 9)

Răducanu Viorica, nr. 2, p.56 (VIII, 3)
Renţea Ion, nr.5, p.251 (XXI, 1)
Rucăreanu Costin, nr. 4, p.197 (XVI, 5)
Rugină Vasile, nr.2, p.86 (XVI, 2)

Săvulescu Savu C., nr. 6, p. 270 (IV, 12)
Sfichi Romulus, nr. 1, p. 41 (XV, 2); nr. 3, p.146 (XVI, 3)

Şurianu Flavius Dan, nr. 5, p. 223 (II, 2)

Tabără Viorel, nr. 3, p. 129 (IV, 5)
Titihăzan Viorel, nr.. 4, p. 194 (IV, 11)
Toader Dumitru, nr. 1, p.29 (VIII, 2)
Tomescu Mihaela, nr. 5, p.251 (XXI, 1)
Triştiu Ioan, nr. 4, p.184 (IV, 10)

Vasilievici Alexandru, nr. 3, p.141 (IV, 6)
Velicu Ştefania, nr.2, p.63 (VIII, 4)

Zahalca Cristina, 1, p. 20 (VIII, 1)

CONTENTS

INTERVIEW WITH THE MR. JOHN BAKER, CHAIRMAN EXECUTIVE ASSAMBLY CME 255 - 265

NEW DEVELOPMENTS AND APPLICATIONS OF DIMO'S MODELS

IN MEMORIAM PAUL DIMO 266 - 269

SAVU C. SĂVULESCU : Two recent applications of REI-Dimo nodal analysis 270 - 280

JEAN CONSTANTINESCU : Adjustable REI-Dimo Equivalents for Longer-Term Power System Dynamics Simulation 281 - 287

GEORGE GROSS, DAVID J. FINLAY : The REI Concepts and their Influence in the Development of Static Network Equivalents 288 - 295

MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU : Transient Operative Analyses Using Fan Diagrams 296 - 299

EVENTS 287

RECENZIE

ROBIN ALDWORTH "CIBSE Code for interior lighting" 15 th. Edition 1994 300 - 302

MARIUS POMÂRLEANU: M. Pavella - P. G. Murthy "Transient stability of power systems theory and practice" 303

GENERAL CONTENTS OF THE ENERGETICA REVIEW, SERIE B, FOR 1994 304 - 305

ALPHABETIC INDEX OF THE AUTHORS OF ARTICLES PUBLISHED BY THE ENERGETICA REVIEW, SERIE B, FOR 1994 306

CONTENTS

INTERVIEW AVEC M. JOHN BAKER, LE PRESIDENT DE L'ASSEMBLÉE EXÉCUTIVE CME 255 - 265

NOUVEAUX DEVELOPPMENTS ET APPLICATIONS DES MODELES DIMO

IN MEMORIAM : PAUL DIMO 266 - 269

SAVU C. SĂVULESCU: Deux récentes applications de l'analyse nodale REI-Dimo 270 - 280

JEAN CONSTANTINESCU : Equivalents reglables REI-Dimo pour la simulation de la dynamique du Système Energétique à Terme Plus Long 281 - 287

GEORGE GROSS, DAVID J.FINLAY: Les concepts REI et leur inffluence sur le développement des equivalents statiques du réseaux 288 - 295

MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU: L'analyse operative des phenomènes transitoires lesquels utilisent le diagramme en éventail 296 - 299

MANIFESTATIONS TECHNIQUES SCIENTIFIQUES 287

COMPTE RENDU

ROBIN ALDWORTH "La code CIBSE pour l'eclairage interieur", La 15-eme edition 1994 300 - 302

MARIUS POMÂRLEANU : M. Pavella - P.G. Nurthy "Transient stability of power sistems theory and practice" 303

SOMMAIRE GENERAL DE LA REVUE ENERGETICA, SERIE B, EN 1994 304 - 305

INDEX ALPHABETIQUE DES AUTEURS DES ARTICLES PUBLIES DANS LA REVUE ENERGETICA, SERIE B, EN 1994 306

СОДЕРЖАНИЕ

Интервью г-на Джон Бейкэр ,председатель испонительного Собрания Мирового Севета Энергии 255 - 265

Развитие и новые применения Моделей Димо

IN MEMORIAM ПАУЛ ДИМО 266 -269

САВУ К. СЭВУЛЕСКУ :Два новых применения Узлового Анализа РЕИ-Димо 270 -280

ЖАН КОНСТАНТИНЕСКУ: Регулируемые эквиваленты РЕИ-Димо для моделирования долгосрочной динамики энергетической системы 281 - 287

ДЖЕОРДЖЕ ГРОСС, ДЕВИД Ж. ФИНЛЕИ: Концепты РЕИ и их влияние на развитие статических эквивалентов сети 288 - 295

МАРЮС ПОМЫРЛЯНУ, ЛИЯ БЕЖУСКУ: Оперативный анализ переходных процессов с использованием веерных диаграмм 296 - 299

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ 287

РЕЦЕНЗИЯ

РОВИН АЛДВОРС **"Код ЧИБСЕ для внутреннего освещения", 15-ое издание 1994 г.** 300 - 302

МАРЮС ПОМЫРЛЯНУ: **M. Pavella - P.G. Murthy "Transient stability of power systems theory and practice"** 303

ОБЩЕЕ СОДЕРЖАНИЕ ЖУРНАЛА ЭНЕРГЕТИКА, СЕРИЯ А, В 1994 - М ГОДУ 304 - 305

АЛФАВИТЫЙ УКАЗАТЕЛЬ АВТОРОВ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В ЖУРНАЛЕ ЭНЕРГЕТИКА, СЕРИЯ А, В 1994 - М ГОДУ 306

INHALT

INTERVIEW MIT HERRN JOHN BAKER, DEM VORSITZENDEN DER EXEKUTIV - VERSAMMLUNG DES WELTENERGIERATES 255 - 265

NEUE ENTWICKLUNGEN UND ANWENDUNGEN DER DIMO - MODELLE

IN MEMORIAM : PAUL DIMO 266 - 269

SAVU C. SĂVULESCU : Zwei jungste Anwendungsfälle der REI-DIMO -Knotenanalyse 270 - 280

JEAN CONSTANTINESCU : Regelbare REI-DIMO-Ersatzschaltbilder zur Simulation der Verbund-netzdynamik für längere Zeitspannen 281 - 287

GEORGE GROSS, DAVID J. FINLAY: Dei REI-Konzepte und ihr Einfluss auf die Entwicklung statischer Ersatz-netzmodelle 288 - 295

MARIUS POMÂRLEANU, LIA BEJUSCU : Die operative Analyse transienter Netzvorgänge unter Anwendung von FAN-Diagrammen 296 - 299

TECHNISCH - WISSENSCHAFTLICHE VERANSTALTUNGEN 287

REZENSION

ROBIN ALDWORTH - Vorsitzender der Areitsgruppe "PROGRAMME": Der CIBSE - Code für Innenbeleuchtung 15.Ausgabe 1994 300 - 302

MARIUS POMÂRLEANU: M. Pavella, P.G. Murthy "Transient Stability of Power Systems Theory and Practice " 303

GESAMTER INHALT ZEITSCHRIFT ENERGETICA, SERIE B, ERSCHEINUNGSJAHR 1994 304 - 305

ALPHABETISCHE ABFUHRUNG DER AUTOREN, DEREN ARTIKEL IN DEN SERIE B DER ZEITSCHRIFT ENERGETICA, 1994, ERSCHIENEN SIND 306

ORSZÁGOS MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖZPONT ÉS KÖNYVTÁR 1989

STIMAŢI CITITORI ŞI COLABORATORI

După cum se ştie, problemele energiei sînt în prezent cele mai importante în întreaga lume.
Doriţi să obţineţi informaţii despre :

- principalele probleme ale energeticii româneşti ?

- nivelului ştiinţific şi tehnic al specialiştilor români ?

- principalele evenimente şi probleme ale energiei din România ?

- şi despre multe alte întrebări şi probleme ?

Citiţi revista ENERGETICA publicaţia energeticienilor români, care apare lunar şi care vă ajută în activitatea dv.
Susţineţi revista ENERGETICA abonîndu-vă !
În anul 1995 preţul abonamentelor la revista ENERGETICA va fi diferenţiat pe categorii de abonaţi, astfel:

- abonamente întreprinderi şi instituţii, seriile A şi B (12 numere/an) 60.000 lei

- abonamente individuale :

	salariaţi	*pensionari*	*studenţi **
• ambele serii	*19500*	*9000*	*2400*
• o serie (A sau B)	*10000*	*5000*	*1200*

Contravaloarea obonamentelor va fi achitată direct la redacţie sau prin dispoziţie de plată sau mandat poştal în contul ICEMENERG nr.30.11.8.01.01- BCR, filiala sector 3, Bucureşti cu menţiunea "Pentru revista ENERGETICA", urmînd ca redacţiei să i se comunice numărul de abonamente solicitate, seria dorită (în cazul abonamentelor individuale), adresa exactă a abonatului, precum şi nr. şi data dispoziţiei de plată sau mandatul poştal cu care s-a (s-au) achitat abonamentul(ele).
Tarifele indicate mai sus sînt valabile pentru comenzile efectuate pînă la data de 31 martie 1995.
Eventualele indexări vor fi comunicate în timp util.

---

* *Studenţii se pot abona pe bază de liste colective, trimise prin decanatele de care aparţin.*

Romania
RENEL
Romanian Electricity Authority

ICEMENERG
ENERGY RESEARCH AND
MODERNISING INSTITUTE
8, Energeticienilor Blvd.
79619 Bucharest 3 - Romania
fax: (401) 321 10 10; phone: (401) 321 32 41
email: srcti @cci.vsat.ro

For over 35 years of experience ICEMENERG - RENEL turned to be the Romanian leader in all energy services

* ***R&D and demonstration projects***
* ***Nation-wide energy and environmental issues***
* ***Certifying and testing of industrial equipment and appliances***

ICEMENERG

ICEMENERG is your credible partner in:

* *energy policies and forecasts*
* *energy-related environmental issues*
* *clean energy technologies*
* *quality engineering and surveillance*
* *complete knowledge of RENEL endowment and needs*
* *a large spectrum of engineering and consulting services, audits, inspections and studies*
* *a wide range of specific equipment and components for power applications*

The works carried out in Romania and abroad consolidated the prestige of ICEMENERG.

RENEL

* ***refitting works with own expertise and technologies***
* ***maintenance technologies and materials***
* ***a wide range of tests and measurements***
* ***commissioning of power plants and substations***

OTHER DOMESTIC CLIENTS

* ***capitalisation of renewables***
* ***DSM projects***

FOREIGN CLIENTS

* ***consultancy and engineering;***
* ***hydrometry systems***
* ***warranty and commissionig tests***
* ***operation tests and measurements (thermovision)***
* ***generator excitation systems - manufacturing and expertise***
* ***turbine control systems***
* ***noise dampers***

1994 FEB